

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
PROYECTO FIN DE CARRERA



**PROPUESTAS DE CAMBIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO
ESPAÑOL PARA AUMENTAR EL VOLUMEN Y LA
COMPETITIVIDAD EN LOS MERCADOS A PLAZO**

Autor: Noé Hernández Alonso

Tutor: Fernando Soto Martos

Leganés, Madrid

Índice general

1. Introducción.....	7
2. Objetivos.....	9
3. El sistema eléctrico.....	10
3.1. Antecedentes.....	11
3.2. Estructura.....	12
3.3. Mix de generación	14
3.4. Demanda eléctrica	25
3.5. Problemas observados	30
3.5.1. Concentración de la generación	30
3.5.2. Sobrecapacidad de la generación	31
3.5.3. Baja capacidad de interconexión con Francia.....	31
4. El mercado eléctrico.....	33
4.1. Antecedentes.....	34
4.2. Estructura.....	35
4.2.1. Mercado a plazo.....	35
4.2.2. Mercado diario	38
4.2.3. Mercados de corto plazo.....	40
4.3. Problemas observados	42
4.3.1. Diferencia de precio del mercado a plazo y el mercado diario.....	42
4.3.2. Obligatoriedad de compra en el mercado a plazo.	44
4.3.3. Escasez de ofertas de venta en el mercado a plazo.....	44
4.3.4. Comportamiento ineficiente de las instalaciones con retribución adicional al precio de mercado.	46

5. Elaboración de propuestas de mejora.....	49
5.1. No incentivar la instalación de nuevas centrales de generación.....	50
5.2. Aumento de la capacidad de interconexión con Francia.....	52
5.3. Retirar la obligatoriedad de compra en mercado a plazo.	54
5.4. Retirar la retribución que asegura ingresos mínimos.	55
6. Conclusiones	62
7. Cronograma	64
8. Presupuesto.....	65
9. Bibliografía.....	66

Índice de figuras

Figura 1: Esquema simplificado del sistema eléctrico tradicional.....	12
Figura 2: Potencia instalada en España a 31/12/2013.....	14
Figura 3: Evolución de la potencia instalada de ciclo combinado.....	17
Figura 4: Evolución de la potencia instalada eólica 2002-2013.....	19
Figura 5: Evolución de la potencia instalada en el sistema eléctrico español por tecnología (MW).....	24
Figura 6: Curva de demanda en el sistema eléctrico español.....	25
Figura 7: Evolución de la demanda y la potencia instalada.....	26
Figura 8: Evolución de la relación entre la potencia instalada y la demanda máxima horaria anual.....	27
Figura 9: Relación entre potencia instalada y demanda por países en 2012.....	28
Figura 10: Potencia instalada de régimen ordinario.....	30
Figura 11: Secuencia de mercados.....	35
Figura 12: Volumen anual negociado en mercado a plazo (2007-2014).....	37
Figura 13: Volumen negociado en OMIP desagregado por tipo de contrato.....	38
Figura 14: Curva agregada de oferta y demanda horaria.....	39
Figura 15: Comparativa de los contratos anuales entre el mercado a plazo y el mercado al contado.....	42
Figura 16: Comparativa de los contratos trimestrales entre el mercado a plazo y el mercado al contado.....	43
Figura 17: Programación P48 de las centrales solares térmicas en comparación con el precio de mercado.....	47
Figura 18: Evolución de las cotizaciones del contrato anual 2015 (€/MWh).....	53
Figura 19: Ingreso para instalaciones sin retribución adicional.....	56
Figura 20: Ingreso para instalaciones con retribución fija.....	57

Figura 21: Ingreso para instalaciones con retribución fija adicional al resultado de mercado sin límites.	58
Figura 22: Ingreso para instalaciones con retribución fija adicional al resultado de mercado con límites.	59
Figura 23: Diagrama de Gantt.....	64

Índice de tablas

Tabla 1:	Resumen de características cualitativo por tecnología.....	22
Tabla 2:	Costes de inversión por tecnología.	23
Tabla 3:	Secuencia de los mercados intradiarios.....	40
Tabla 4:	Resumen de cada tipo de retribución.....	60
Tabla 5:	Listado de tareas desarrolladas en el proyecto.....	64
Tabla 6:	Presupuesto	65

1. Introducción

La energía se ha convertido en la actualidad en un pilar básico que influye en todos los ámbitos de las sociedades avanzadas, desde las grandes industrias hasta las casas pasando por los servicios como hospitales o transporte. Por ello el sector energético se ha convertido en un sector clave para todos los países.

Una pieza importante dentro del sector energético español es el mercado eléctrico, en el cual los agentes de mercado (generadores y consumidores) transaccionan la energía que unos generan y los otros consumen.

El buen funcionamiento del mercado eléctrico repercute directamente sobre muchos otros sectores del país los cuales son consumidores de energía eléctrica. Por ejemplo la competitividad de la industria electrointensiva, consumidora de grandes volúmenes de energía eléctrica, depende en gran medida de su precio final, principalmente del precio en el mercado eléctrico. Lo mismo le ocurre al consumidor pequeño, como los domésticos.

Por todo esto el presente proyecto fin de carrera nace con la finalidad de analizar el comportamiento actual del mercado eléctrico español en busca de deficiencias o posibilidades de mejora, para posteriormente realizar propuestas que pudieran mejorar su funcionamiento.

Para ello en el capítulo 3 se abordará el estudio del sistema eléctrico y la descripción de los principales problemas observados que puedan afectar al mercado eléctrico.

Posteriormente, en el capítulo 4 se continuará con el estudio del apartado anterior profundizando en el análisis del mercado eléctrico y se describirán los principales problemas observados o posibilidades de mejora que se encuentren.

Seguidamente se analizará cada uno de los problemas presentados anteriormente en el proyecto ofreciendo varias soluciones alternativas, analizándolas y escogiendo finalmente la que se crea mejor en cada caso.

La motivación del presente Proyecto Fin de Carrera es mejorar el mercado eléctrico español y en concreto el mercado a plazo, que tiene especial incidencia en los grandes consumidores, como los industriales.



Para finalizar, se expondrán las conclusiones obtenidas de la realización de este Proyecto
Fin de Carrera.

2. Objetivos

El presente Proyecto de Fin de Carrera tiene como finalidad identificar las deficiencias que se detectan en el mercado eléctrico y presentar propuestas de cambio para mejorar el actual sistema del mercado eléctrico español a plazo.

Para la consecución de este objetivo principal se irán desarrollando los siguientes objetivos secundarios:

Estudio del sistema eléctrico español.

Análisis del mercado eléctrico español.

Búsqueda de problemas e ineficiencias en el funcionamiento del mercado eléctrico.

Elaborar propuestas para la mejora del mercado eléctrico español a plazo, y estimar sus consecuencias.

3. El sistema eléctrico

En la sociedad actual la energía se ha convertido en un bien de primera necesidad y totalmente imprescindible para el desarrollo cotidiano de la vida de las personas, en mayor medida en los países más avanzados.

El modo más común de consumo de energía se realiza mediante el suministro eléctrico, tanto para el uso doméstico como para el industrial.

Al conjunto de instalaciones y empresas que hacen posible la generación, el transporte, la distribución, la comercialización y el consumo de la energía eléctrica se les denomina sistema eléctrico.

3.1. Antecedentes

El sistema eléctrico nace con la creación de las primeras centrales eléctricas, en el caso de España construidas aproximadamente en el año 1875.

En los primeros años el sistema eléctrico tenía un marcado carácter local donde la energía se producía en zonas cercanas a las zonas de consumo para minimizar las pérdidas. Se puede decir que el sistema eléctrico se empezó a desarrollar como pequeños sistemas eléctricos independientes entre sí.

A medida que estos pequeños sistemas aumentaban de tamaño se conectaban entre sí, para empezar a dar forma a un sistema eléctrico único como se le conoce hoy en día. Esta expansión se produjo de la mano de un aumento considerable del tamaño de las centrales de generación, favorecidas por la economía de escalas, lo que las alejó de los centros de consumo.

Esta economía de escalas también produjo un cambio (concentración) en las empresas del sector, sustituyendo la gran cantidad de pequeñas empresas por unas pocas empresas de gran tamaño.

A finales del siglo pasado, empiezan a emerger instalaciones pequeñas y dispersas, en mayor medida de energías renovables (eólica y solar principalmente), que se integran en el sistema eléctrico, conviviendo con las centrales de gran tamaño convencionales.

Tras esta evolución se llega al sistema eléctrico actual, en el cual se tienen grandes centrales eléctricas junto con nuevas pequeñas centrales de origen renovable, que abastecen a todos los consumidores a través de las redes de transporte y distribución por las que se conduce la energía eléctrica. Estas instalaciones de redes son principalmente líneas, transformadores y subestaciones eléctricas.

3.2. Estructura

El sistema eléctrico es una red constituida por todos los elementos necesarios para hacer llegar a los puntos de consumo la energía eléctrica que se genera en las centrales eléctricas.

El recorrido habitual de la electricidad comienza en las centrales generadoras a un nivel de tensión entre 3 y 36 kV, posteriormente mediante subestaciones elevadoras se eleva la tensión a niveles superiores a 110 kV para poder transportar la electricidad con las menores pérdidas posibles. Cuando la electricidad se acerca a los puntos de consumo se reduce la tensión a niveles inferiores a 30 kV mediante subestaciones de distribución para repartirla a clientes industriales o a clientes residenciales según su nivel de tensión. En la figura 1 se puede observar un resumen gráfico de este recorrido.

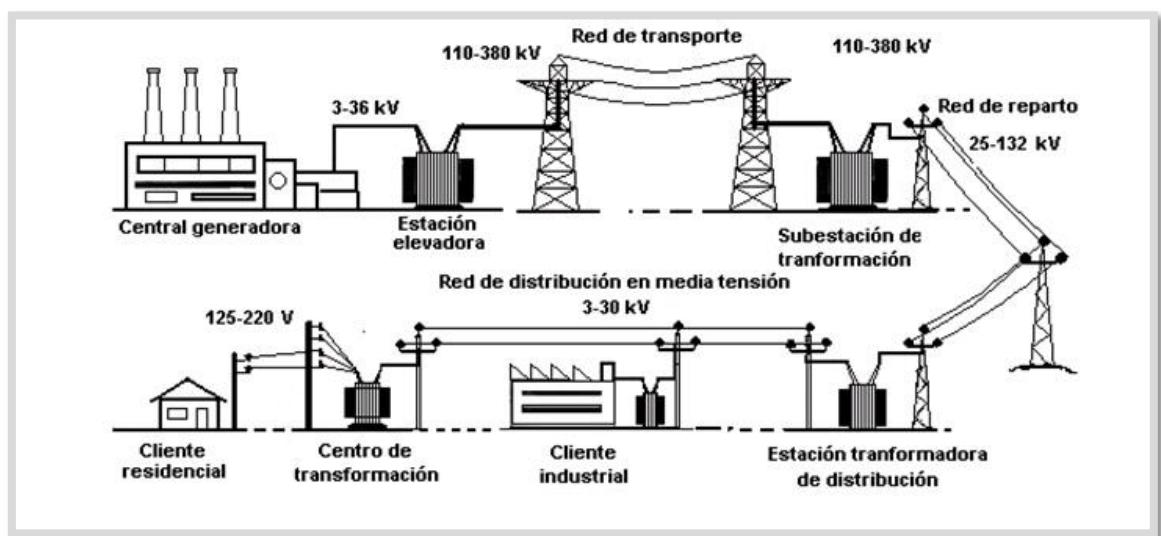


Figura 1: Esquema simplificado del sistema eléctrico tradicional.
Fuente [9]

Todas estas instalaciones que hacen posible el suministro de energía eléctrica se pueden agrupar en las tres partes principales del sistema eléctrico: Generación, Transporte y Distribución.

La **generación** del sistema eléctrico se produce en las centrales eléctricas. Dentro de un sistema eléctrico existen diferentes tecnologías de generación, a esto se le llama Mix de Generación. El Mix de Generación es muy importante, ya que la operación del sistema depende de él en gran medida, así como el precio de la energía eléctrica.

La operación del sistema eléctrico comprende todas las actividades necesarias para garantizar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico, así como la correcta coordinación entre la producción y el transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles en la normativa vigente.

El operador del sistema eléctrico español, en adelante OS, es Red Eléctrica de España. Otro de los cometidos como OS es mantener el equilibrio entre la generación y la demanda.

Las tecnologías más comunes son las térmicas (nuclear, carbón, fuel, ciclo combinado...), hidráulicas y renovables (eólica, fotovoltaica, termosolar, biomasa...). Estas centrales eléctricas generan electricidad en media tensión (3-36 kV), como norma general, para luego elevar la tensión a valores más altos y poder transportarla reduciendo las pérdidas.

El **transporte** de la electricidad se realiza en la red de muy alta tensión (220-400 kV), dicha red tiene una configuración mallada para asegurar la seguridad y calidad del transporte.

Esta red de transporte también sirve para conectar los sistemas eléctricos de países vecinos o para dar suministro directo a grandes consumidores como la industria electrointensiva (metalurgia, siderurgia...). Las subestaciones necesarias para reducir la tensión al nivel de la red de distribución también son consideradas parte de la red de transporte.

La **distribución** se realiza a niveles de tensión más bajos (<220 kV) y es la red que se encarga de suministrar la electricidad al consumidor final de la misma. Esta red es menos consistente que la de transporte, teniendo tramos que no presentan tipología mallada, sino radial. El último tramo de esta red que se encarga de distribuir a los clientes domésticos tiene los niveles de tensión más bajos de todo el sistema (400-230V), lo que se denomina Baja Tensión (BT), cuando la tensión es inferior a 1.000 V.

La frecuencia del sistema eléctrico es fija y diferente según el sistema. En España es de 50 Hz, que es el común para Europa, y 60Hz es el estándar en muchos sistemas americanos.

3.3.Mix de generación

Una de las características más significativas de un sistema eléctrico es su Mix de Generación, que se define como el conjunto de tecnologías que se usa para satisfacer la demanda. Los costes que tenga la generación necesaria para cubrir la demanda en cada momento serán el principal coste para los consumidores.

El sistema eléctrico español cuenta, al finalizar el año 2013, con una potencia instalada de 102.281MW. Dicha potencia se reparte por tecnologías según muestra la figura 2.

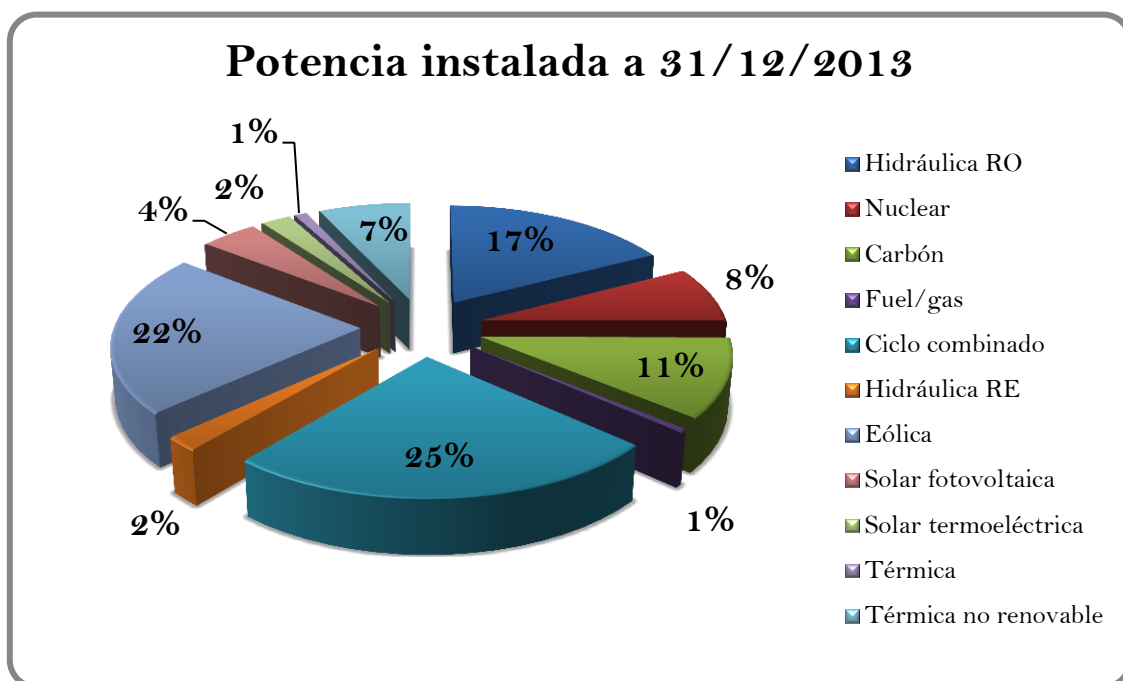


Figura 2: Potencia instalada en España a 31/12/2013.

Fuente [16]

Hasta la entrada en vigor de la nueva Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, las tecnologías presentes en el sistema eléctrico español se podían separar en dos tipos: Instalaciones de Régimen Ordinario e Instalaciones de Régimen Especial. Tras la mencionada ley deja de existir dicha separación.

- **Régimen Ordinario**

En las instalaciones de **régimen ordinario** se agrupaban todas las instalaciones con una potencia instalada superior a 50MW, así como las menores a esta potencia y que no fueran cogeneraciones ni usaran energías renovables como fuente principal de energía para generar electricidad. La potencia instalada de régimen ordinario al fin de 2013 es de 62.635 MW, lo que supone el 61% del total. Se pueden distinguir las siguientes tecnologías:

- **Centrales nucleares:**

A fecha 31 de diciembre de 2013 hay siete de ellas en funcionamiento con una potencia aproximada de 1.000 MW cada una, a las que hay que sumar la central de Santa María de Garoña aunque en 2013 ha parado su proceso productivo. La suma de todas ellas alcanza los 7.866 MW lo que supone un 8% de la potencia total instalada en el sistema.

Este tipo de centrales se caracterizan por tener un coste de fijo de inversión muy alto y por contra un coste variable de producción muy bajo. La generación de energía eléctrica en este tipo de centrales lleva asociada la generación de residuos radioactivos de muy larga duración, que requieren de unas importantes medidas de protección y seguridad.

Técnicamente, las centrales nucleares españolas están diseñadas para producir electricidad a plena carga sin modular la producción. Las operaciones de arranque y parada son muy lentas por la inercia de este tipo de centrales. Esto unido a sus bajos costes variables hace que en la operativa normal estas centrales funcionen las 24 horas del día y a plena carga. Precisamente por estas características no participan en los servicios de ajuste del sistema.

- **Centrales hidráulicas de régimen ordinario**

Al igual que las centrales nucleares tiene un alto coste de construcción y puesta en funcionamiento, pero un muy bajo coste variable de producción.

Esta tecnología cuenta con una potencia instalada a finales de 2013 de 17.765 MW lo que representa un 17% de la potencia total instalada en el sistema.

Las instalaciones de esta tecnología se pueden agrupar en dos, las centrales fluyentes, que no pueden regular su producción y las centrales con almacenamiento, que pueden almacenar cierta cantidad de agua en un embalse para modular su producción.

Las centrales del primer grupo tienen un menor coste de inversión y de operación, pero por el contrario no pueden modular su producción por lo que su resultado del mercado será menor a las centrales del segundo grupo.

Las instalaciones del segundo grupo tienen un mayor coste de inversión y de operación, pero a cambio pueden modular su producción para producir energía en las horas con mayor precio y aumentar así los ingresos generando la misma energía. Por sus características este tipo de centrales son especialmente indicadas para participar en los servicios de ajuste del sistema.

Algunas de las centrales con almacenamiento disponen también de bombeo, lo que les permite volver a llenar el embalse usando para ello electricidad en las horas en las que ésta tiene un precio barato.

- **Centrales de carbón**

Este tipo de centrales eléctricas puede dividirse en dos según su combustible principal, las que usan carbón autóctono y las que usan carbón importando, el resto de características son comunes en los dos grupos.

Los costes de construcción son más baratos que los que puedan tener centrales nucleares o hidráulicas, mientras que los costes variables de producción son más altos y altamente dependientes del precio del carbón.

El sistema tiene instalados 11.131 MW en centrales de carbón a fecha 31/12/2013. En cuanto a las características técnicas de este tipo de centrales, están preparadas para funcionar solamente en las horas que el ingreso de mercado sea mayor a sus costes variables, tienen facilidad para variar su producción en función de las necesidades. Estas características les permiten participar en los servicios de ajuste.

Las centrales que usan carbón autóctono en general tienen un peor rendimiento, y una mayor producción de CO₂, pero estas centrales están acogidas al Real Decreto

134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Bajo esa normativa el gobierno fija la producción para cada una de ellas a un precio calculado previamente, independientemente del precio de mercado. Para ello se retiran otro tipo de centrales, mayoritariamente las centrales de carbón importado, por orden de mérito de CO₂. Este mecanismo crea distorsiones en el mercado diario.

- **Centrales de ciclo combinado**

Este tipo de centrales son de reciente construcción, en el año 2000 era una tecnología inexistente y al terminar el año 2013 cuenta con una potencia instalada de 25.353 MW lo que representa un 25% del total del sistema. Esta evolución se puede ver en la figura 3.

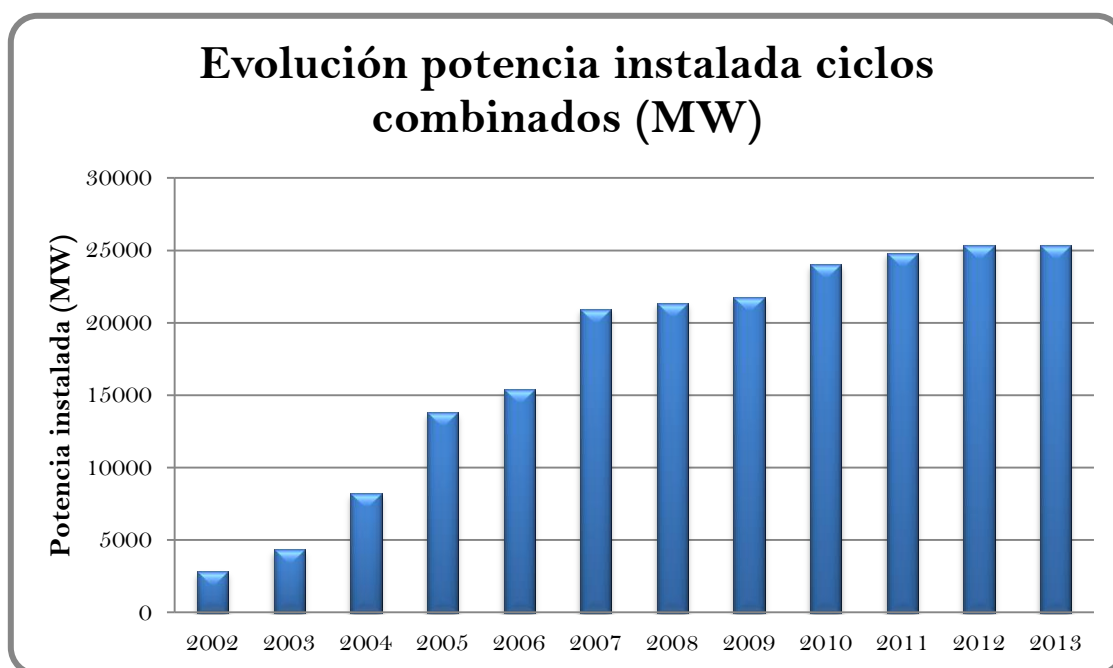


Figura 3: Evolución de la potencia instalada de ciclo combinado.

Fuente [17]

Esta rápida implantación es debida a los incentivos que suponían los pagos por garantía de potencia que han sido sustituidos por los pagos por capacidad. Ambos mecanismos otorgaban a las nuevas instalaciones un ingreso regulado adicional al de la venta de energía para incentivar la inversión en nuevas centrales generadoras. Tras el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para

garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, los pagos por capacidad quedan establecidos en 10.000 €/MW durante 20 años.

Este tipo de centrales tiene un bajo coste de construcción comparado con el resto de tecnologías y un alto coste variable de la producción, que viene marcado en su mayoría por el precio del gas natural con el que generan la electricidad. Esto también provoca que sus costes varíen de manera significativa con el precio del gas. Su coste medio de funcionamiento en la actualidad, se encuentra por encima del coste de las centrales de carbón.

En la parte técnica son centrales que tienen un funcionamiento similar a las centrales de carbón, esto les permite participar de manera muy activa en los servicios de ajuste del sistema.

El descenso de la demanda en los últimos años unido al aumento de producción de las centrales de tecnología renovable ha hecho que la potencia instalada de este tipo de centrales esté sobredimensionada, con lo que a día de hoy el número de horas que funcionan este tipo de centrales es muy inferior a lo que sería su uso normal y al uso estimado cuando se proyectaron. En el año 2013 su factor de carga ha sido de 11,73%.

Estas centrales tienen una menor emisión del CO₂ que las centrales de carbón.

- **Centrales de fuel**

La presencia de este tipo de centrales en el Mix de Generación actual es prácticamente nula, ya que han sido sustituidas en su mayoría por centrales de ciclo combinado. La potencia instalada es de 520 MW.

Este tipo de centrales tiene un coste de construcción bajo, un coste variable de producción bastante elevado y una muy alta producción de emisiones contaminantes. Al igual que las otras centrales térmicas su coste de producción depende principalmente del precio de la materia prima.

La operativa de estas plantas es similar a las otras plantas térmicas (carbón y ciclo combinado), pero el precio de producción de estas centrales es más elevado que las dos anteriores, por lo que su funcionamiento es casi nulo.

○ Régimen Especial

Dentro del **régimen especial** (antigua denominación) se agrupan todas las instalaciones que tienen una retribución adicional, al ingreso por mercado, fijada por el gobierno para incentivar la inversión en centrales de estas tecnologías.

El régimen especial está compuesto por las centrales que usan las energías renovables para generar electricidad y las cogeneraciones, siempre que la instalación no supere los 50 MW. Se pueden distinguir las siguientes tecnologías:

• Eólica

Esta tecnología tiene un alto coste de construcción y puesta en marcha y un bajo coste de operación y producción.

Al igual que los ciclos combinados es una tecnología moderna, ya que en el año 2000 apenas había potencia instalada, y a comienzos del año 2014 la potencia instalada asciende a 22.746 MW, este rápido crecimiento es consecuencia principalmente de las ayudas que ha tenido esta tecnología para incentivar su desarrollo. En la figura 4 podemos observar la evolución de la potencia instalada en los últimos años.

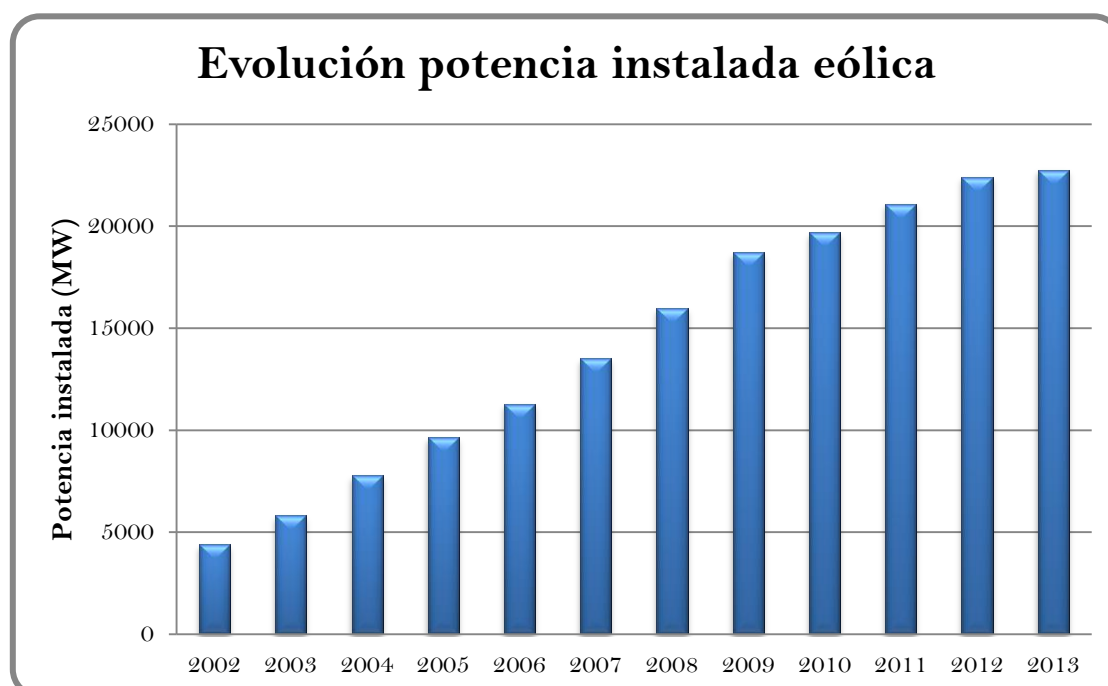


Figura 4: Evolución de la potencia instalada eólica 2002-2013.

Fuente [17]

En cuanto a las características técnicas de estas instalaciones, destaca la producción dependiente del viento en cada momento y la dificultad de predicción de generación, por lo cual estas instalaciones no pueden modificar la producción según sus necesidades, aunque en realidad si pueden limitar su producción variando el paso de pala de las máquinas, pero esas maniobras generan un vertido de energía ya que no se puede almacenar. Es por ello que estas maniobras solo se llevan a cabo en casos de necesidad por seguridad del sistema. Por ello a efectos de operación del sistema son instalaciones no gestionables y no pueden participar en los servicios de ajuste.

Esta tecnología no tiene emisión de CO₂ asociada a la generación eléctrica.

- **Fotovoltaica**

Este tipo de instalaciones tiene un alto coste de instalación y puesta en marcha (mayor que la eólica), y un bajo coste variable de la producción.

El sistema ha finalizado el año 2013 con 4.438 MW de potencia instalada en este tipo de tecnología siendo la mayoría de reciente construcción.

Por sus características técnicas las instalaciones fotovoltaicas tampoco pueden regular su producción, ya que esta depende directamente de la radiación solar que incida sobre las placas fotovoltaicas, en caso de necesidad por seguridad del sistema podrían dejar de generar vertiendo la energía primaria.

- **Solar térmica**

Al igual que la mayoría de instalaciones de régimen especial esta tecnología tiene un alto coste de construcción y un contenido coste de operación.

El año 2013 ha concluido con 2.300 MW de potencia instalada en centrales solares termoeléctricas, todos de reciente construcción.

Dentro de las centrales solares térmicas cabe destacar una importante diferenciación, las centrales que cuentan con almacenamiento de energía de cualquier tipo.

Las que no cuentan con ningún tipo de almacenamiento de energía son plantas no gestionables como ya se ha comentado de las instalaciones fotovoltaica o eólicas, que

pueden reducir la producción de energía eléctrica si el OS lo considera necesario por seguridad del sistema, vertiendo energía primaria.

Las instalaciones que cuentan con almacenamiento de energía se diferencian de todas las instalaciones de régimen especial descritas hasta ahora, ya que son instalaciones gestionables que pueden variar su producción siempre dentro de sus límites técnicos. Este tipo de instalaciones favorecen la integración de energía renovable en el sistema y pueden participar en los servicios de ajuste del sistema.

- **Térmica renovable y no renovable**

Este tipo de centrales en su mayoría son cogeneraciones, plantas industriales que aprovechan sus procesos industriales para generar electricidad, normalmente consumiendo gas natural.

El sistema cuenta con 8.106 MW instalados, la mayoría de los cuales son no renovables (7.127 MW), a comienzos del año 2014. En su mayoría son gestionables y pueden variar su producción, siempre con las limitaciones que les imponga su proceso industrial asociado.

- **Centrales hidráulicas de régimen especial**

Estas centrales tienen unas características similares a las centrales hidráulicas de régimen ordinario, salvo por el tamaño. Esto también influye en que la mayoría de instalaciones de régimen ordinario dispongan de un embalse, lo que las hace gestionables, mientras que la mayoría de instalaciones de régimen especial no tienen embalse, por lo que se califican como no gestionables.

Esta tecnología ha finalizado el año 2013 con una potencia instalada de 2.057 MW.

A continuación, en la tabla 1, se expone un resumen de las principales tecnologías, detallando las principales características de cada una.

	Tecnología	Coste de inversión	Coste fijo de explotación	Coste variable de generación	Emisiones	Operación
Régimen ordinario	Nuclear	Muy alto	Alto	Muy bajo	No emite CO ₂	Muy lenta en variar la producción
	Hidráulica	Muy alto	Medio	Muy bajo	No emite CO ₂	Muy rápida en variar la producción
	Carbón	Medio	Medio	Medio	Nivel alto de CO ₂	Rápida en variar la producción
	Ciclo Combinado	Medio	Bajo	Alto	Nivel medio de CO ₂	Muy rápida en variar la producción
	Fuel	Medio	Medio	Muy alto	Nivel alto de CO ₂	Rápida en variar la producción
Régimen especial	Eólica	Alto	Bajo	Muy bajo	No emite CO ₂	No puede regular la producción
	Fotovoltaica	Alto	Bajo	Muy bajo	No emite CO ₂	No puede regular la producción
	Termosolar	Alto	Medio	Muy bajo	No emite CO ₂	Rápida en variar la producción
	Cogeneración	Alto	Medio	Medio	Nivel medio de CO ₂	Rápida en variar la producción
	Hidráulica	Alto	Bajo	Muy bajo	No emite CO ₂	Pueden regular la producción

Tabla 1: Resumen de características cualitativo por tecnología.
Fuente: Elaboración propia.

Los costes de cada tecnología van a marcar su operativa de funcionamiento, así las centrales donde el mayor coste se concentra en la inversión inicial, tendrán un coste variable de la generación mucho menor y por tanto estas centrales funcionarán un mayor número de horas, el ejemplo más claro de este caso son las centrales nucleares.

Por el contrario las centrales con costes de inversión reducido pero un mayor coste de operación dependiente de la generación funcionarán un número de horas mucho menor aprovechando únicamente las horas con precios más altos, las centrales de fuel/gas son el ejemplo más claro, siendo también parte de este grupo las centrales de ciclo combinado.

También se muestran de manera breve las características técnicas de cada tipo de instalación, su nivel de emisiones de CO₂, así como su capacidad para modular su generación y su rapidez.

En la tabla 2 se muestran los valores aproximados de los costes de inversión de las diferentes tecnologías de generación eléctrica.

	Tecnología	Coste de inversión (miles de €/MW)
Régimen ordinario	Nuclear	2.000 – 5.000
	Hidráulica	1.500 – 3.500
	Carbón	800 – 1.200
	Ciclo Combinado	400 – 700
	Fuel	800 – 1.200
Régimen especial	Eólica	1.300 – 1.500
	Fotovoltaica	1.500 – 2.500
	Termosolar	4.000 – 9.000
	Cogeneración	850 – 2.000
	Hidráulica	1.000 – 2.500

Tabla 2: Costes de inversión por tecnología.
 Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, en la figura 5 se puede observar la evolución de potencia instalada desagregada por tecnología.

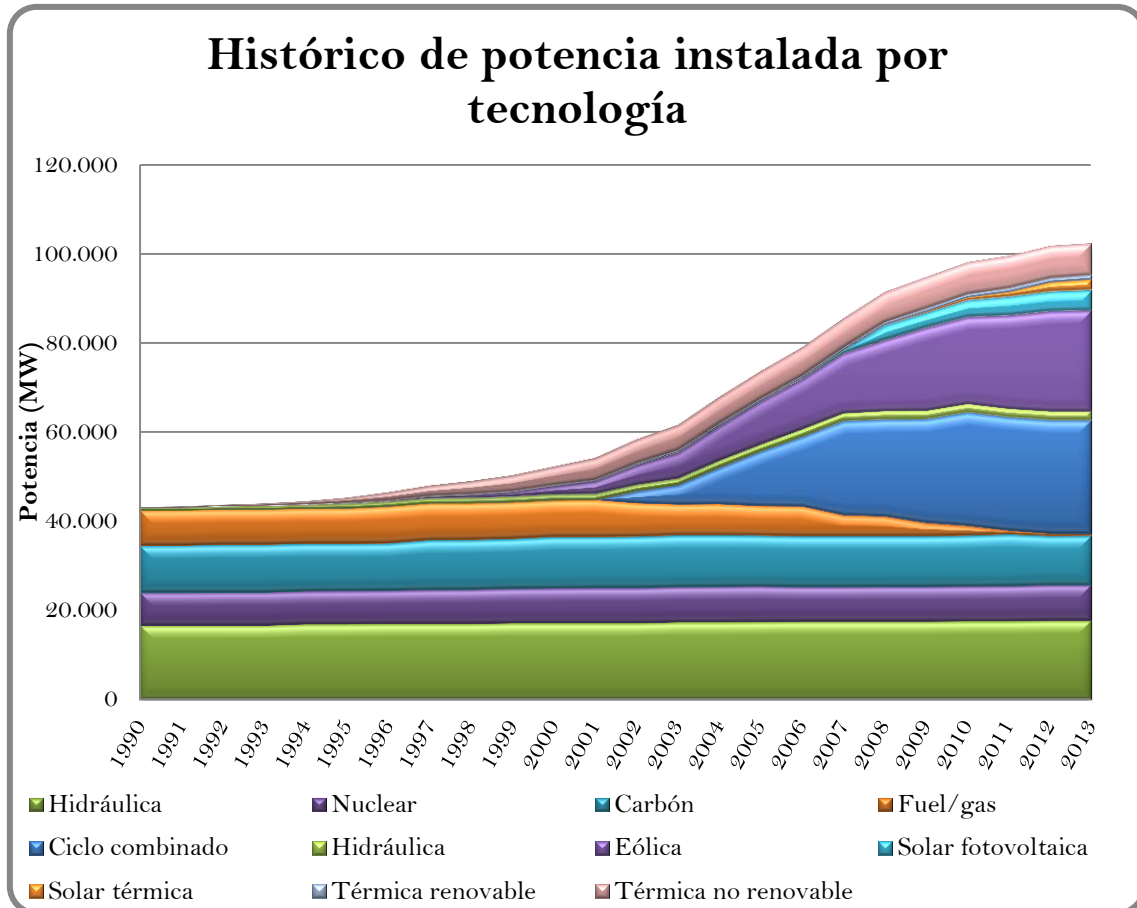


Figura 5: Evolución de la potencia instalada en el sistema eléctrico español por tecnología (MW).

Fuente [17]

En ella se puede observar gráficamente todo lo comentado anteriormente en este capítulo, como por ejemplo el rápido crecimiento en los últimos años de las tecnologías como la eólica o las centrales de ciclo combinado, mientras otras como las centrales de fuel prácticamente han desaparecido.

3.4.Demanda eléctrica

La demanda eléctrica agrega el consumo de todos los consumidores de electricidad del sistema eléctrico español. Esta demanda tiene un perfil que se repite diariamente. Cuando se quiere hacer comparaciones se utiliza el término de demanda corregida, que normaliza la curva de demanda real modificándola según unas variables que se pueden predecir con una buena tasa de acierto, como por ejemplo la temperatura o la actividad económica, y otras que son conocidas como el calendario laboral. Estos factores, principalmente temperatura y calendario laboral, son considerados por el OS para hacer su mejor precisión de demanda diaria. Estos factores son los que permiten también hacer previsiones de evolución de demanda a medio y largo plazo, haciendo análisis de sensibilidad sobre la variable económica, principal factor explicativo del consumo de electricidad (un mayor crecimiento económico suele ir acompañado de un mayor crecimiento de la demanda de electricidad). Se puede observar esta curva característica en la página web del OS como se ven en la figura 6.

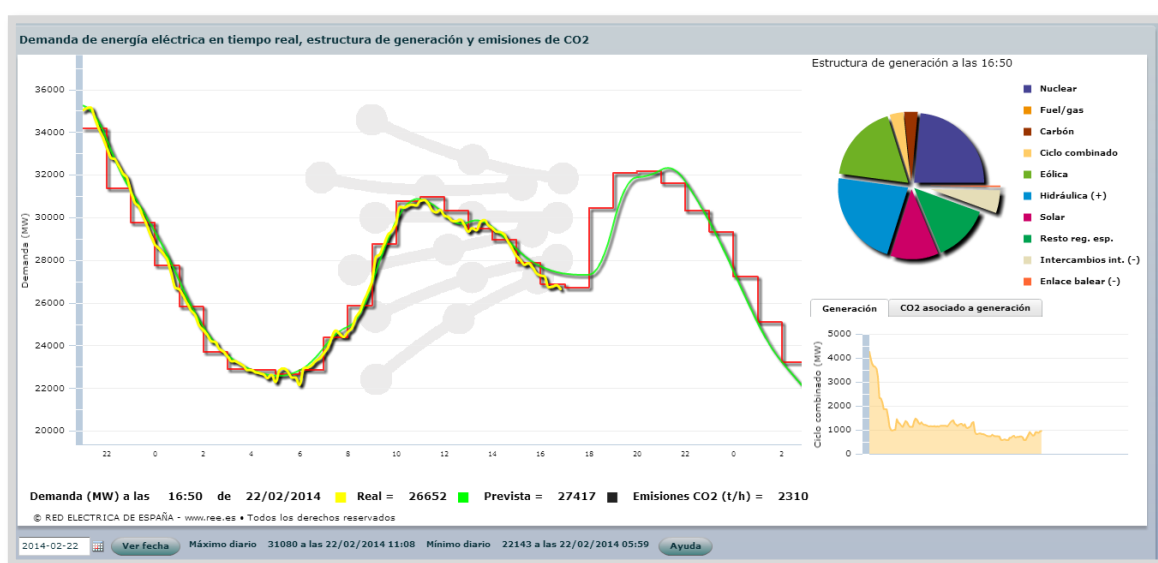


Figura 6: Curva de demanda en el sistema eléctrico español.
Fuente [19]

En dicha figura se pueden observar los datos que usa el operador del sistema para controlar la demanda. La línea roja muestra la demanda programada en el sistema tras los sucesivos mercados de los que disponen los agentes para modificar sus programas, la línea verde es la demanda prevista por el OS según las variables antes explicadas y por último la línea amarilla es la demanda real observada en el sistema. También se puede observar el porcentaje que genera cada tecnología para servir dicha demanda.

Esta demanda ha sido siempre creciente año a año, salvo en contadas excepciones, hasta el año 2007. A partir de ese año la demanda empezó a disminuir levemente año a año, esto se puede observar claramente en la figura 7. Este cambio en la tendencia de la demanda, a causa de la crisis económica, y la continua integración de generación tanto de ciclos combinados como de energías renovables que los agentes proyectaron en un escenario de crecimiento de la demanda, ha provocado en el sistema, en los últimos cinco años, una sobrecapacidad de potencia instalada. Esta situación hace predecir que el sistema eléctrico peninsular no necesitará la instalación de nueva generación en lo que resta de década.

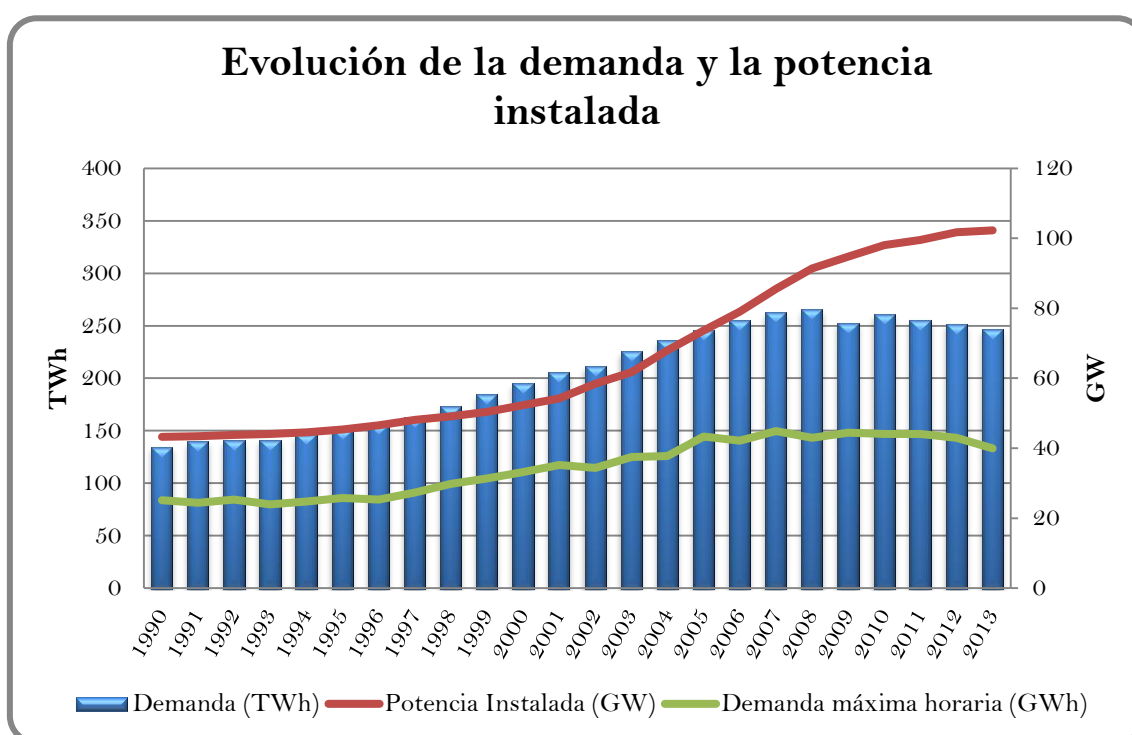


Figura 7: Evolución de la demanda y la potencia instalada.
 Fuente [17]

Hay que recordar que la instalación de centrales de generación esta liberalizada en el sistema eléctrico, pero a causa de las retribuciones adicionales ofrecidas por el gobierno durante los últimos años para beneficiar la instalación de nuevas centrales se ha provocado este sobredimensionamiento generando a su vez un gran déficit económico, que es uno de los principales problemas a resolver en la reforma eléctrica. Si no hubieran existido este tipo de retribuciones adicionales (primas al régimen especial y pagos por capacidad a centrales de régimen ordinario) o se hubieran limitado a un número máximo de centrales a instalar, este problema de sobredimensionamiento y de déficit económico sería menor.

Este problema de sobredimensionamiento es apreciable en la figura 7, en la que se observa la evolución de la demanda total anual y la demanda horaria máxima comparándola con la potencia instalada. Se puede ver que hasta el año 2006 la demanda y la potencia instalada tienen una trayectoria paralela, por lo que iban creciendo en la misma proporción, pero esta tendencia se rompe a partir del año 2007 a partir del cual la potencia instalada sigue creciendo mientras la demanda retrocede levemente.

Esto se observa mejor en la figura 8 donde se muestra la evolución de la relación de la potencia eléctrica instalada y la demanda horaria máxima anual.

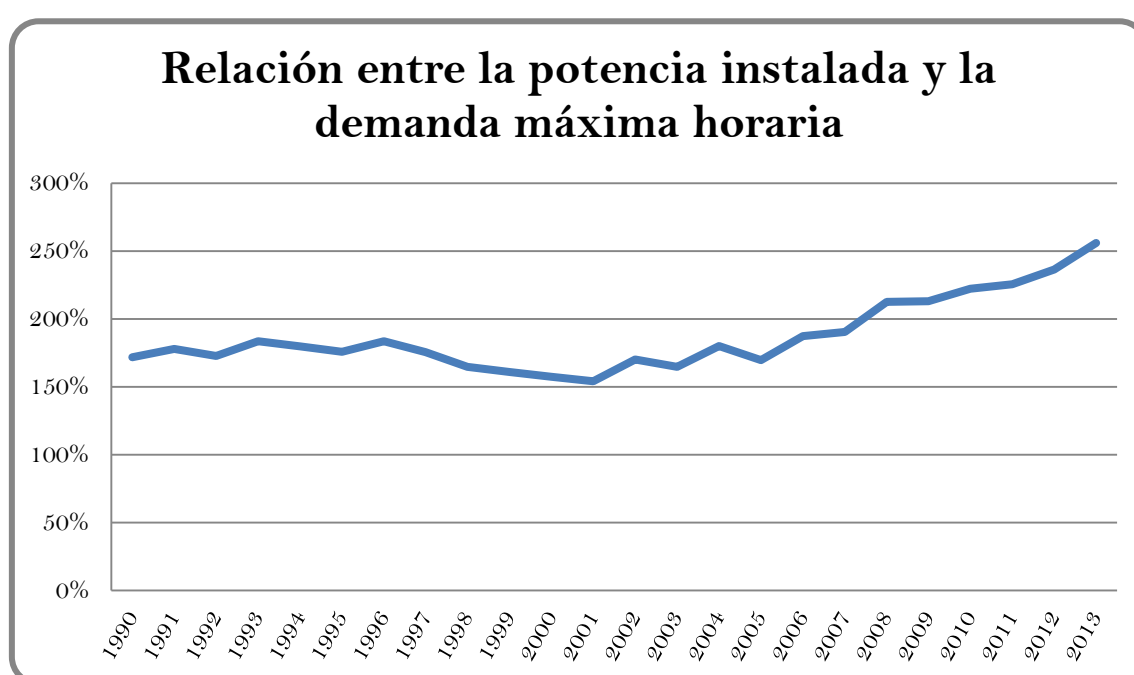


Figura 8: Evolución de la relación entre la potencia instalada y la demanda máxima horaria anual.

Fuente [2]

Podemos comparar estos datos con el resto de sistemas eléctricos europeos para tener una visión contextualizada. Para ello se divide la demanda total del año 2013 entre la capacidad de producción total de la generación, para esto se multiplica la potencia instalada de cada sistema eléctrico por el número de horas anuales. Con ello obtendremos el número de horas que deberían funcionar las centrales a pleno rendimiento para servir la demanda total. En la figura 9 se puede observar expresado en tanto por ciento.

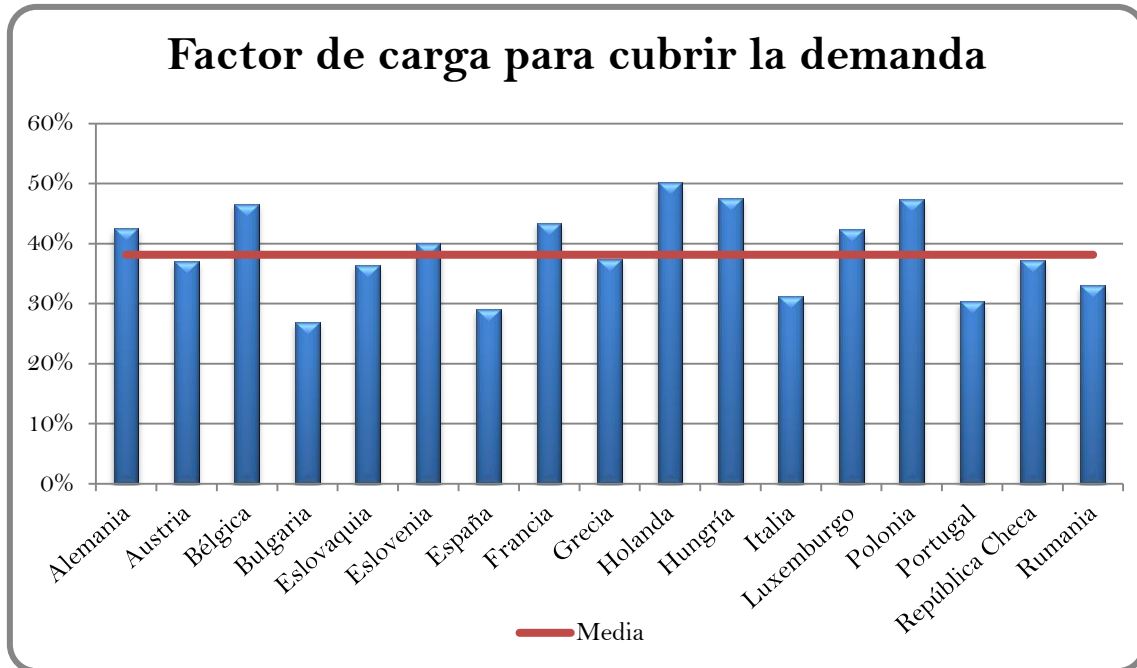


Figura 9: Relación entre potencia instalada y demanda por países en 2012.
Fuente [13]

En la comparación se puede observar como efectivamente España es el segundo país con más potencia instalada en función de la demanda en el año 2012, según indican los datos sería necesario que las centrales de generación funcionaran menos del 30% de las horas del año para cubrir la totalidad de la demanda, con una diferencia de 10 puntos porcentuales sobre la media de los países comparados que se sitúa cercana al 40%. Esto se explica por un lado por la actual sobrecapacidad comentada anteriormente y por otro lado por el gran contingente de renovables integrados en el sistema eléctrico, cuyo funcionamiento depende de la existencia de viento o sol, por ejemplo.

Esta diferencia también viene marcada por otro problema ya comentado en el actual proyecto, como es la baja capacidad de interconexión, ya que por ella el sistema eléctrico español es más dependiente de su propia generación que los países con gran capacidad de interconexión. Este aislamiento con Europa hace que la península Ibérica tenga que ser autosuficiente para generar su consumo.

Los consumidores que forman la demanda eléctrica pueden dividirse en dos grandes grupos, según su volumen de energía. Por una parte tendríamos a los consumidores con un volumen bajo de energía consumida, en el que estarían el sector residencial, el de servicio y el de pequeños negocios, y por otro lado los suministros con gran volumen de energía consumida como la industria.

Los consumidores con pequeños volúmenes de energía contratan la energía a través de un comercializador, ya sea del mercado libre o regulado, pero en la gran mayoría de ocasiones tiene poco poder de negociación y existe poca diferencia en el precio que pagan por la energía.

Los consumidores que tiene un gran volumen de energía tiene la opción de contratar el suministro eléctrico con un comercializados o darse de alta como consumidor directo a mercado, en cuyo caso el sería el responsable único de sus compras de energía sin tener ningún intermediario. Los clientes de este grupo sí tienen una mayor capacidad de negociación sobre el precio de la energía que pagan a su comercializadora.

Por último, comentar que al igual que la generación participa en los servicios de ajuste de la operación del sistema, la demanda también cuenta con un proceso parecido, denominado gestión de la demanda. En particular, muchos de los grandes consumidores electrointensivos prestan el denominado servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad al OS, por el cual reciben una retribución y que consiste en reducir el consumo a petición del OS, normalmente en momento en los que el sistema tiene una demanda alta o insuficiencia en la generación.

3.5.Problemas observados

En este apartado se detallan los problemas observados en el sector eléctrico español que influyen en el mercado eléctrico español y por tanto causan un encarecimiento del precio final de la electricidad tanto en el mercado al contado como en los mercados a plazo.

3.5.1.Concentración de la generación

El primero de estos problemas viene directamente relacionado con el origen del sector ya explicado anteriormente en este proyecto y que se ha ido arrastrando a lo largo de su evolución. Al tener el sector eléctrico en el pasado un funcionamiento en régimen de oligopolio, el estado del parque de generación actual tiene restos de esta situación, y presenta una **gran concentración de la potencia instalada en pocas empresas**.

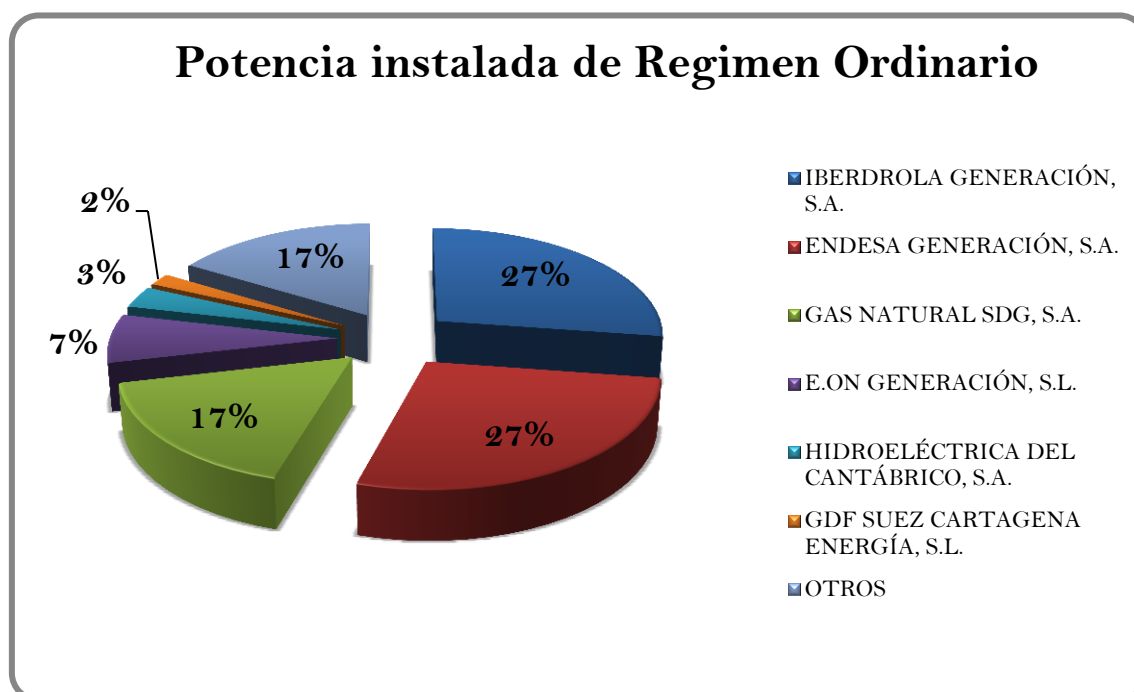


Figura 10: Potencia instalada de régimen ordinario
Fuente [1]

Como muestra de esto, en la figura 10 se puede observar la potencia instalada de régimen ordinario agrupada por empresas. Las dos mayores empresas aglutinan

más de la mitad de la potencia instalada, mientras que las cinco primeras superan el 75%.

Las instalaciones de régimen ordinario son en condiciones normales las que marcan el precio del mercado spot en España, que es el mercado de referencia. Por ello una mayor competencia en este aspecto daría como resultado un ajuste en los costes de la generación.

3.5.2. Sobrecapacidad de la generación

Otro problema encontrado en el sector eléctrico es la **sobrecapacidad de generación**. Esto es debido principalmente a una mala planificación de las inversiones a realizar en el pasado más reciente, cuando se preveía que la demanda eléctrica siguiera en aumento cuando la realidad ha dictado lo contrario.

Se debe aclarar que la instalación de nuevas centrales de generación está liberalizada como ya se ha explicado, pero el hecho de que el gobierno a través del ministerio de industria, energía y turismo haya incentivado la instalación de determinado tipo de centrales, hace que en la realidad, la planificación de la generación estuviera de alguna manera incentivada por el gobierno.

Esta afirmación se puede contrastar comprobando las nuevas instalaciones que se han instalado en el sistema eléctrico desde su liberalización, en su gran mayoría pertenecen al régimen especial, incentivado mediante primas a la producción, y al ciclo combinado, incentivado mediante los pagos por capacidad.

Fruto de esta situación el sistema eléctricos peninsular español tiene una potencia instalada de 102 GW, cuando la máxima potencia demandada en el año 2013 fue de 39,96 GW. Esto provoca unos sobrecostes al mercado eléctrico ya que la misma demanda podría servirse con menor potencia de generación instalada y por tanto menor coste.

3.5.3. Baja capacidad de interconexión con Francia

Otro problema observado en la estructura del sistema eléctrico y que afecta al mercado eléctrico es la **baja capacidad de interconexión con Francia**.

Este problema es de sobra conocido, a finales de 2013 España cuenta con 1.400 MW de capacidad de intercambio con Francia, mientras que la Unión Europea acordó en la Cumbre de Barcelona de 2002 que todos los países contaran con un mínimo del 10% de la potencia instalada, que en el caso de España representaría aproximadamente 10.000 MW.

Se está trabajando para ampliar esta capacidad, instalando una nueva línea España-Francia que duplicará la capacidad elevándola hasta los 2.800 MW, pero es evidente que queda mucho margen de mejora en este apartado.

Esta falta de capacidad de intercambio con Francia acentúa el primer problema descrito en este capítulo en el cual se describía la falta de competencia en la generación. De ampliar la capacidad, nuevos agentes podrían actuar como generadores al importar energía de Francia y aumentar la competencia en la generación.

El aumento desde los 1.400 MW actuales hasta los 10.000 MW recomendados por la Unión Europea supondría 8.600 MW adicionales, que permitirían aumentar el comercio intrafronterizo a la par que aumentar la seguridad entre sistemas.

Este aumento en la capacidad de interconexión tendría otros beneficios asociados, como la mayor integración de energía renovable en el sistema exportándola a Francia los días que el sistema español tiene excesos de generación y que no pueden ser integrables en el sistema.

4. El mercado eléctrico

El mercado eléctrico en España nace de la necesidad de comerciar con la energía que se producía y consumía en los primeros sistemas eléctricos, posteriormente ha ido evolucionando para adaptarse a los cambios que se iban produciendo en el sistema eléctrico español a la vez que evolucionaba para hacerse más eficiente, y en los últimos años se encuentra pendiente de su integración con el resto de mercados de la UE.

4.1. Antecedentes

El sector eléctrico siempre ha sido considerado un sector estratégico de cada país, ya que de su buen funcionamiento dependen casi todos los demás sectores. Esto unido al entendimiento de la energía eléctrica como un bien básico y a la necesidad de dar acceso a la misma a toda la población, provocó que en los inicios del mercado eléctrico tuvieran un marcado carácter regulado.

Esto se pone de manifiesto en el conjunto de leyes y normas, conocido como Marco Legal Estable (MLE), que estuvieron en vigor entre los años 1988 y 1997. Este conjunto de normas y leyes otorgaba al gobierno de la nación total autoridad para planificar y organizar el mercado eléctrico.

El MLE tenía los siguientes objetivos: garantizar los ingresos de las empresas que suministran la energía así como una tarifa al coste más bajo posible para los clientes, fomentar la eficiencia del sector, reducir las incertidumbre que tenía el sector hasta el momento, garantizar la recuperación de las inversiones realizadas por las empresas, encargarse de la planificación del sistema eléctrico y conseguir una mayor estabilidad en la tarifa a los clientes.

Tras este marco regulatorio, gracias a la aprobación de la Directiva 96/92/CE de 1996 se comienza a desarrollar en Europa la liberalización de los mercados eléctricos. Como trasposición de esta directiva en España se aprueba la Ley 54/1997 del sector eléctrico, la cual tiene como objetivo garantizar la calidad del suministro eléctrico así como que este suministro se realice al menor coste posible.

4.2. Estructura

El mercado eléctrico español es en realidad un conjunto de mercados en los que generadores y consumidores transaccionan energía. Estos mercados se pueden agrupar en tres grandes grupos en función del horizonte: el mercado a plazo, el mercado diario y el mercado a corto plazo.

En la figura 11 se muestran los mercados existentes ordenados cronológicamente, así como el gestor de cada mercado y el producto intercambiado.

tiempo	Mercado	Gestor	Producto	
Antes del despacho (hasta D-1)	Mercado de contratos bilaterales	OTC, OMIP	Contratos a plazo físicos financieros	Mercado a plazo
	Subastas suministro de último recurso (CESUR)	OMEL	Contratos financieros	
Día anterior al despacho (D-1)	Mercado del día anterior	OMEL	Energía horaria	Mercado diario
	Mercado de Restricciones	REE	Opciones sobre energía a subir y bajar	Mercados de corto plazo
	Mercados de SSCC: Reserva Secundaria Reserva Terciaria Reserva Potencia Subir	REE	Secundaria: MW Terciaria: MWh	
Día del despacho (D)	Intradiarios	OMEL	Energía Horaria	
	Gestión de desvíos y restricciones técnicas en tiempo real	REE	Energía a subir y bajar	

Figura 11: Secuencia de mercados.

Fuente [6]

4.2.1. Mercado a plazo

Los mercados a plazo contemplan las operaciones que se realizan desde años atrás hasta el día anterior a la entrega física de la energía.

En este tipo de mercados los agentes intercambian la energía para diferentes horizontes pudiendo ser años, trimestres, meses, semanas, fines de semana o días.

Los mercados a plazo son usados por los agentes tanto compradores como vendedores para gestionar el riesgo de sus operaciones, ya que con estos contratos consiguen fijar un precio de compra-venta anterior al mercado diario, librándose así del riesgo de precio.

Para que los mercados a plazo sean competitivos y desempeñen correctamente su función, deben ser mercados con suficiente liquidez y profundidad.

Hay varios tipos de mercados a plazos: las subastas CESUR (anuladas recientemente), el mercado de futuros organizado OMIP y el Mercado *Over the Counter* (OTC).

La **subasta CESUR** es un mecanismo por el cual las Comercializadoras de Último Recurso (CUR) adquirirían la energía necesaria para sus consumidores con Tarifa de Último Recurso (TUR), del precio resultante en esta subasta dependía el precio de este tipo de consumidores. Estas subastas se celebraban trimestralmente.

Tras la publicación de los resultados de la subasta CESUR para el primer trimestre de 2014 el gobierno decidió suprimir este tipo de subastas. A partir de ese momento todos los consumidores que no estén en el mercado libre verán su factura referenciada al precio del mercado diario.

El **mercado de futuros organizado** está gestionado por el Operador de Mercado Ibérico de Energía – Polo Portugués (OMIP), en este mercado los contratos están estandarizados y las transacciones son públicas acorde al precio y volumen negociado en cada contrato, por lo que se puede decir que es un mercado transparente en este sentido.

En este mercado las operaciones que cierran los agentes son anónimas, ya que no se conoce la contraparte de la operación, OMIP en todo caso es el intermediario entre las dos partes.

El **mercado OTC** se basa en acuerdos entre agentes normalmente a través de brokers o intermediarios. Como consecuencia de esto los contratos de cada negociación pueden tener las características que acuerden ambos agentes sin ningún estándar al que someterse. Los contratos que negocian los agentes pueden ser puramente financieros (la mayor parte de ellos) o con entrega física de la energía

(Contratos bilaterales). En este mercado los contratos pueden registrarse ante alguna entidad (MEFF o OMICLEAR), o hacer los contratos sin registrarlo en ninguna de las anteriores entidades en cuyo caso no se hacen públicos los datos de los contratos como pueden ser el precio, lo que dificulta el entendimiento y el comportamiento del mercado de los agentes poco activos en él.

En la figura 12 se puede apreciar un claro incremento de la energía total negociada en el mercado a plazo en los últimos años, la energía negociada en el total del año triplicará la energía negociada en el año 2007. Este incremento es un buen síntoma de la mejora del mercado eléctrico a plazo, ya que un aumento de la liquidez en un mercado a plazo significa mayor competitividad. Sin embargo, el volumen negociado sigue estando por debajo de los principales mercados a plazo europeos, este es un punto claro de actuación si se quiere mejorar la competitividad en el mercado a plazo español.

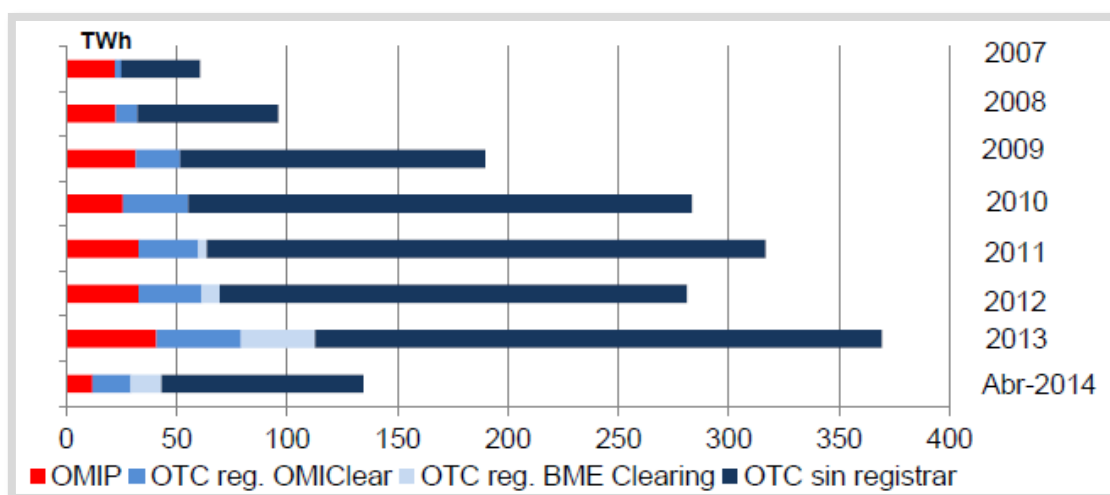


Figura 12: Volumen anual negociado en mercado a plazo (2007-2014).

Fuente [14]

Por volumen negociado el modo de contratación a plazo más usado en España es el mercado OTC, tal y como se observa en la figura 12, además de ello en los últimos años es el que más crece ampliando así la diferencia con OMIP. Dentro del mercado OTC, la mayor parte del volumen se negocia en contratos sin ningún tipo de registro.

Como se observa en la figura 13 el mayor volumen gestionado en OMIP son contratos denominados de largo plazo, que comprenden un horizonte de un mes o más, que tienen un volumen del 85% del total.

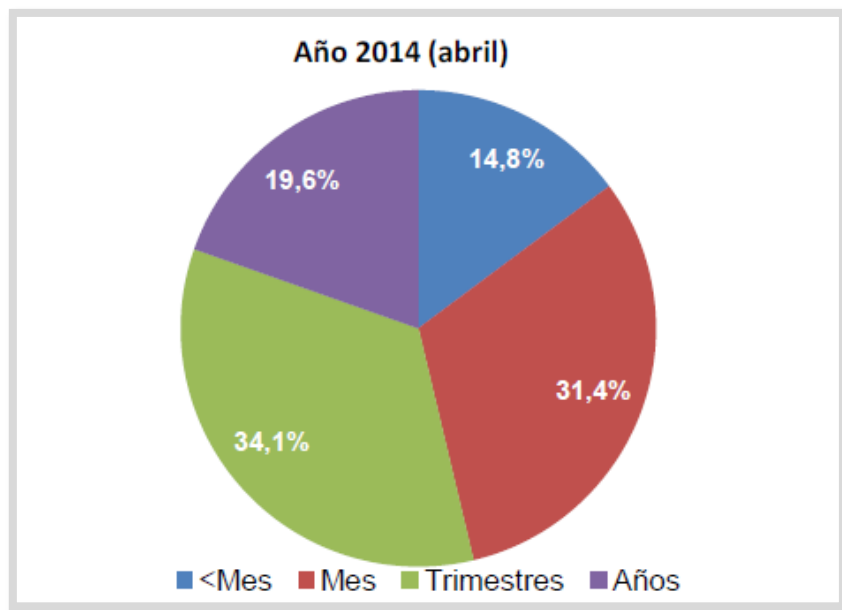


Figura 13: Volumen negociado en OMIP desagregado por tipo de contrato.
 Fuente [14]

El mercado OMIP, más transparente y accesible a los pequeños agentes del mercado, tiene un crecimiento más lento del volumen negociado. El precio de este mercado es el que se suele tomar de referencia como precio del mercado a plazo, aunque en el año 2013 su volumen solo represente un 10% del total de la energía negociada. Si se quiere fomentar la participación de los pequeños agentes en el mercado a plazo sería conveniente incentivar la participación en este mercado para elevar la cuota que supone del total.

4.2.2. Mercado diario

El mercado diario tiene lugar el día anterior al día de despacho de la energía. Es el mercado de referencia en el sistema eléctrico español, ya que en él se marca el precio de referencia para el sistema eléctrico. Este mercado está organizado por el Operador del Mercado Eléctrico (OMIE), en él los agentes negocian la energía para cada hora del día siguiente.

Los agentes que toman parte en el mercado pueden ser vendedores o compradores, entre los agentes vendedores se encuentran generadores, representantes de generadores, traders o importadores), por el lado de los compradores se encuentran (consumidores directos, comercializadoras, traders o exportadores).

Con las ofertas que presenta cada uno de los agentes OMIE resuelve la casación, asignando el precio marginal (€/MWh) para cada hora, así como el precio medio de todas las horas del día. Como consecuencia de ser un mercado marginal todos los agentes cobrarán o pagarán según su oferta el mismo precio por la energía independientemente del precio de su oferta.



*Figura 14: Curva agregada de oferta y demanda horaria.
Fuente [7]*

En la figura 14 se puede observar un ejemplo de la casación realizada para la hora 20 del día 31 de enero de 2014. En ella se muestran las ofertas de compra agregadas en la línea azul y las ofertas de venta en la línea amarilla, la línea roja representa las ofertas de venta una vez que se han evaluado las condiciones complejas que introducen los agentes.

Las condiciones complejas sirven a los agentes para retirar sus ofertas de venta en caso de no cumplir alguna otra condición, por ejemplo la de ingresos mínimos.

El precio del mercado se marca en el punto de corte de las líneas roja y verde.

El precio de este mercado es la principal referencia para los contratos negociados en el mercado a plazo, por lo tanto si se consigue una reducción del precio del mercado diario, esta mejora será trasladada inmediatamente al precio del mercado a plazo.

4.2.3. Mercados de corto plazo

En este último grupo se encuentran todos los mercados que tiene lugar tras el mercado diario, los podemos dividir en dos según quien los organiza. Los mercados intradiarios organizados por OMIE, y los mercados de ajuste organizados por REE, como operador del sistema.

Los mercados intradiarios: Tras el mercado diario los agentes tienen 6 mercados intradiarios para negociar la energía del día siguiente y ajustar sus programas con los cambios que hayan podido sufrir (Problemas técnicos en una planta de generación, cambio de previsiones en una unidad renovable o de consumo...)

El encargado de organizar estos mercados es OMIE al igual que en el mercado diario y el funcionamiento del mercado es idéntico al mercado diario exceptuando la cantidad de horas que se negocian que varían en cada mercado intradiario.

	Sesión 1ª	Sesión 2ª	Sesión 3ª	Sesión 4ª	Sesión 5ª	Sesión 6ª
Apertura	17:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
Cierre	18:45	21:45	1:45	4:45	8:45	12:45
Casación	19:30	22:30	2:30	5:30	9:30	13:30
Publicación de PHF	20:45	23:45	3:45	6:45	10:45	14:45
Horizonte de Programación	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Tabla 3: Secuencia de los mercados intradiarios
Fuente [7]

En la tabla 3 se pueden observar las principales diferencias horarias de cada sesión de mercado intradiario.

Los **mercados de ajuste** son gestionados con REE y todos tienen en común estar dirigidos a facilitar y hacer factible la operación del sistema eléctrico español. Los mercados que lo componen son los siguientes:

- Restricciones por garantía de suministro: Mercado en el cual se programan las centrales de carbón nacional según el plan de carbón y se reajusta el nivel de generación-consumo retirando la generación necesaria por orden de mérito de CO₂.

- Restricciones técnicas: En este mercado se introduce o retira generación según lo requiera la red para su correcta operación. Al igual que en el mercado anterior se tiene que volver a equilibrar el nivel generación-consumo.
- Reserva de potencia adicional a subir: Su finalidad es asegurar que el sistema en todo momento tiene una reserva de potencia disponible a disposición del operador del sistema para poder operar el sistema eléctrico con una total fiabilidad.
- Gestión de desvíos, regulación secundaria y terciaria, y restricciones en tiempo real: Estos mercados son convocados por el operador del sistema para corregir desvíos en la generación o en la demanda.

No se va a profundizar más en los mercados de corto plazo por tener poca influencia en los objetivos principales del presente proyecto, si bien es de destacar el incremento de precios que están experimentando en los últimos años como consecuencia de una mayor presencia de tecnología renovable no gestionable, una caída de la demanda y que son los ciclos combinados a gas natural la tecnología que más participa de estos servicios de ajuste.

4.3.Problemas observados

De la observación del mercado eléctrico español se han detectado varios problemas e ineficiencias que se enumeran a continuación.

4.3.1.Diferencia de precio del mercado a plazo y el mercado diario

El primero y más importante de todos los problemas observados en el mercado a plazo es la diferencia entre el precio cotizado en el mercado a plazo y el precio real resultante en el mercado SPOT, provocado en gran medida por la falta de oferta vendedora en los mercados a plazo, lo que presiona los precios al alza tal y como puede verse en las figuras 15 y 16, en las cuales se toma como referencia del mercado a plazo en mercado gestionado por OMIP, que como se comentó anteriormente representa un pequeño volumen del total pero es el mercado más transparente. El precio de OMIP que se usa en las comparativas es el precio de cierre del último día que se negocia cada contrato.

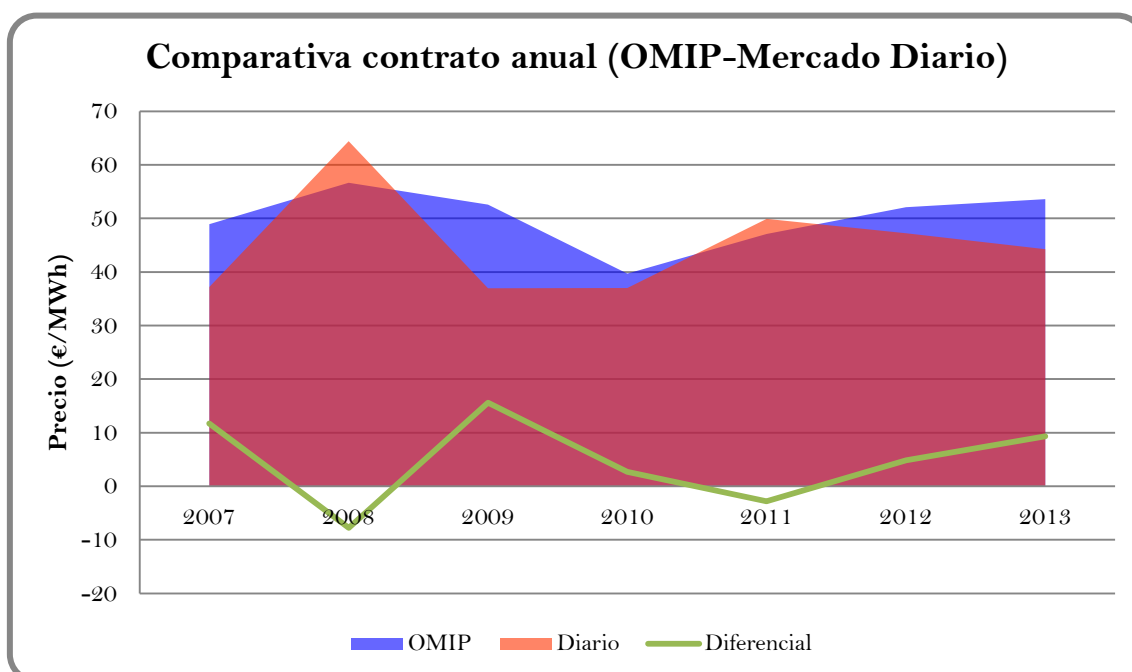


Figura 15: Comparativa de los contratos anuales entre el mercado a plazo y el mercado al contado.
Fuente: [8]

En la comparativa de los precios para contratos anuales se puede observar como en los últimos 7 años el precio del mercado a plazo solo quedó por debajo del

precio del mercado al contado en 2 de ellos, quedando el diferencial medio en 4,81 €/MWh. Lo cual significa un sobrecoste de casi el 10% para los consumidores que acuden a comprar al mercado a plazo.

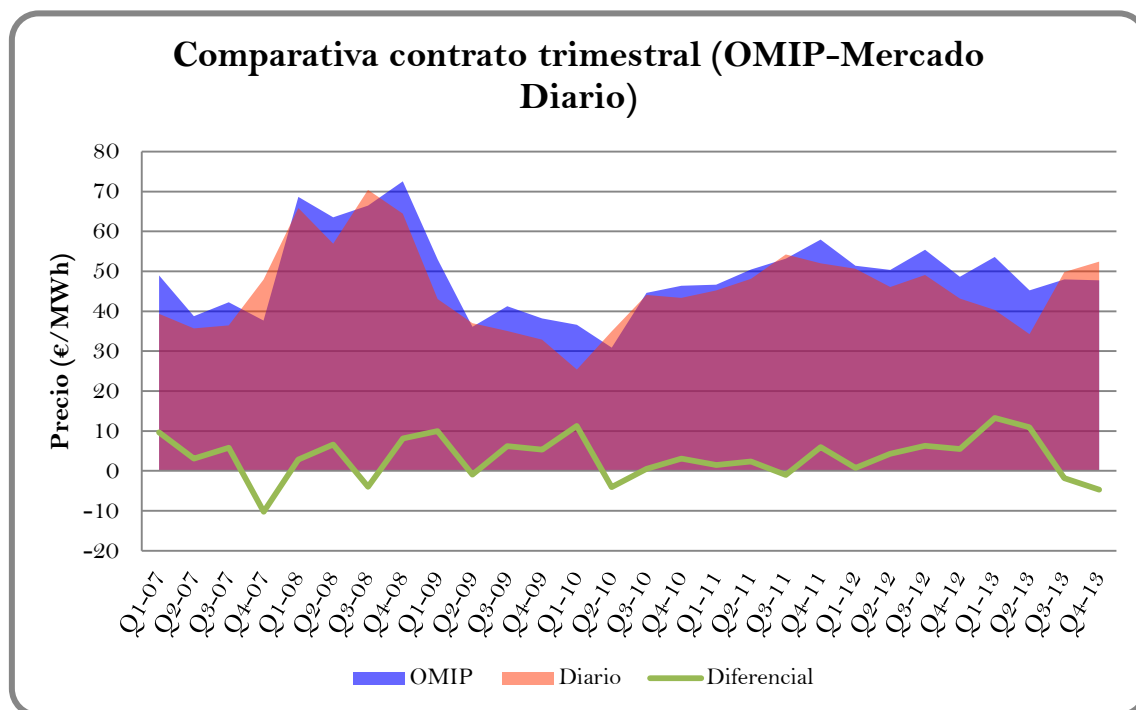


Figura 16: Comparativa de los contratos trimestrales entre el mercado a plazo y el mercado al contado.

Fuente: [8]

En la comparativa de los contratos trimestrales se observa el mismo comportamiento que en la comparativa anual.

Esta imperfección de los mercados a plazo provoca un sobrecoste muy elevado para los consumidores de energía que necesitan acudir a estos mercados, por la otra parte genera unos contratos beneficiosos para los generadores que acuden a este tipo de mercados.

Estudiando esta diferencia de precio entre los mercados a plazo y al contado se han encontrado dos principales problemas causantes de ello. El primero de ellos es la obligatoriedad de compra en el mercado que tenían los suministros de último recurso según la normativa de la subasta CESUR. El segundo de ellos es la falta de incentivo que tienen para participar en el mercado a plazo los generadores que no carecen de riesgo de precio por tener una retribución que garantiza los ingresos.

Estos dos problemas se van a desarrollar en los siguientes apartados.

4.3.2.Obligatoriedad de compra en el mercado a plazo.

Este problema influye en gran medida en el problema anterior elevando el precio del mercado a plazo.

El problema está provocado por las características de la subasta CESUR recientemente eliminada, pero todavía en uso en el periodo que analizamos en el proyecto. Este mecanismo de subasta obligaba a una gran parte de la demanda española a hacer sus compras en el mercado a plazo, lo que supone una presión al alza de los precios para el mercado a plazo.

Estas subastas están regulas por la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso.

La subasta CESUR número 24, celebrada el 24 de septiembre de 2013, subastó el 9,5% de la energía finalmente consumida en el sistema eléctrico. Esta cantidad supone un 5% de la energía total a plazo negociada en el mercado a plazo. Estos dos datos ponen de relevancia la gran cantidad de energía que este mecanismo obligaba a comprar en el mercado a plazo y que presionaba al alza los precios de dicho mercado.

Tras la anulación de la subasta CESUR, este comportamiento ha quedado anulado, pero no se dispone de un periodo de estudio suficiente como para sacar conclusiones acerca del fin de la subasta, pero a priori debe ayudar a reducir la diferencia de precio entre el mercado a plazo y el mercado SPOT.

4.3.3.Escasez de ofertas de venta en el mercado a plazo.

Este problema al igual que el anterior influye en gran manera en el problema desarrollado en el apartado 4.3.1 ya que provoca un aumento de precio de los mercados a plazo. Esto es debido en gran medida a la falta de incentivos que tenía y tiene gran parte de la generación por acudir a estos mercados.

Uno de los principales motivos para acudir a los mercados a plazo como ya se ha explicado en el presente proyecto es cubrir el riesgo de precio que se tiene en el

mercado diario. Es por esto que las instalaciones que tienen una retribución adicional que les asegura un precio para su energía no tienen riesgo de precio y por lo tanto no tienen interés en acudir a los mercados a plazo.

En el real decreto 661/2007 de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción en régimen especial, se publican los valores retributivos que recibirán las instalaciones del régimen especial, en dos modalidades, en una de ellas las instalaciones recibían un precio previamente fijado independientemente del resultado del pool, mientras que en el segundo modelo de retribución las instalaciones cobraban el resultado del pool más una prima adicional previamente estipulada.

El problema afecta a las instalaciones de ambos modelos, en el primer caso todas ellas están exentas del riesgo de precio y en el segundo las instalaciones tenían un suelo del cual no podía bajar ingreso total (prima más pool), esto supone que tienen un riesgo de mercado pero acotado.

Las instalaciones de régimen especial a las que este problema afectaba suponen el 40% de la potencia instalada en el sistema eléctrico y un 42 % de la generación producida en el año 2013. Es más que evidente que si el 42% de la generación no participa en el mercado a plazo se produce un desajuste del mercado que da como resultado un aumento del precio de la energía en el mercado a plazo.

El real decreto 661/2007 ha sido derogado por el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Tras esta derogación se aprueba el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

En este Real Decreto se elimina la retribución que aseguraba un precio fijo a las instalaciones y separa el pago de las primas en dos, una parte en relación a la inversión y otra parte en relación a la operación.

La parte de retribución asociada a la operación es la que está relacionada con el problema que se trata en este apartado, en ella las instalaciones tendrán un modelo de retribución de precio de mercado diario más prima. Al igual que en la anterior

regulación, este modelo retributivo tiene unos límites inferiores y superiores que suponen un suelo y un techo a los ingresos de las instalaciones, que de nuevo acotará el riesgo de los generadores acogidos a dicha fórmula.

Del mismo modo, en el Real Decreto constan instalaciones que dejarán de cobrar este tipo de retribución como estaban haciendo hasta ahora, lo que implica que a partir del momento de entrada en vigor de esta nueva retribución solamente cobrarán el precio del mercado diario.

Estos cambios provocarán que menos instalaciones de generación se vean protegidas del riesgo de mercado al dejar de cobrar una retribución adicional al ingreso por mercado, esto implica que si estas instalaciones quieren protegerse de ese riesgo de precio deberán vender su energía en el mercado aumentando la oferta de venta y ajustando los precios de la energía a futuro.

4.3.4. Comportamiento ineficiente de las instalaciones con retribución adicional al precio de mercado.

En un mercado libre las instalaciones que reciben ingresos solamente por sus resultados en el mercado optimizan sus programas para maximizar sus ingresos, consiguiendo así que cada instalación tenga su programa más eficiente.

No pasa lo mismo con las instalaciones que reciben una retribución adicional que complementa sus ingresos del mercado, garantizando así un ingreso fijado previamente independientemente del resultado del mercado.

Un ejemplo de este tipo de comportamientos pueden ser las centrales termosolares con sistemas de almacenamiento de energía o las cogeneraciones. Si éstas tienen un ingreso fijo independientemente del mercado programarán la venta de energía sin tener en cuenta el precio resultante y por ende las necesidades del sistema. Esto provoca, que días con alta producción de centrales nucleares, eólicas e hidráulicas, con un precio muy bajo del mercado, este tipo de instalaciones vendan la energía igual que cualquier otro día, llegando en casos extremos a provocar excesos de generación no integrables en el sistema y por tanto vertidos de energía primaria en otro tipo de instalaciones.

Como ejemplo, se ha elegido el día 24 de junio de 2013, un día con una alta producción de las unidades de generación de régimen especial (55%) y también de las unidades de generación nuclear (21%).

Esto provoca que el mercado tenga mucha producción de tecnologías que ofertan a precio 0 por tener una retribución adicional al ingreso de mercado. Como resultado el precio medio del mercado diario fue de 24,13 €/MWh en comparación con la media del mes que fue de 40,87 €/MWh. En las horas con menor demanda del día el precio llegó a marcar 0 €/MWh.

Como prueba de la problemática descrita en este apartado, en la figura 17 se puede observar como las centrales de generación de tecnología solar térmica, para el citado día 24 de junio, tienen un programa de más de 200 MW durante todas las horas del día incluyendo las horas de precio 0 €/MWh. Cabe recordar que las instalaciones solares térmicas que pueden producir en horas sin radiación solar son instalaciones con almacenamiento de energía.

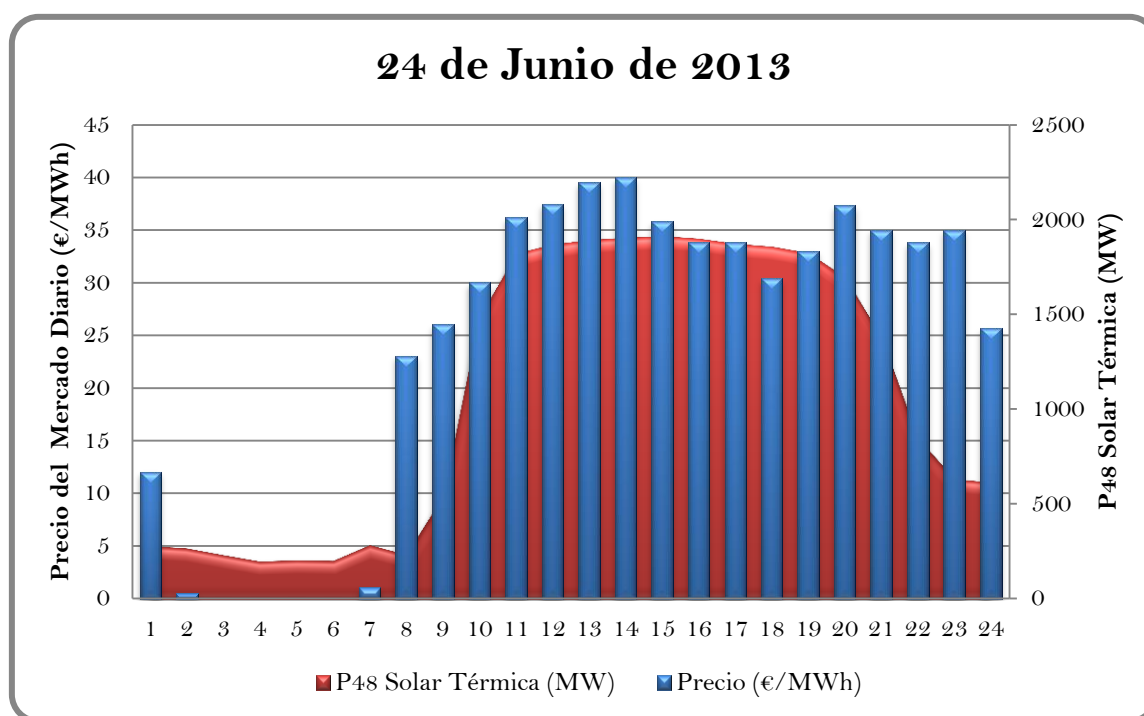


Figura 17: Programación P48 de las centrales solares térmicas en comparación con el precio de mercado.
Fuentes: [2] y [7]

La programación que se aprecia en el día del ejemplo es claramente una ineficiencia del mercado actual, ya que este tipo de instalaciones que pueden exportar

su energía generada según las necesidades del sistema, están exportando su generación en las horas que menos las necesita el mismo.

Sin embargo, si estas instalaciones tuvieran sus ingresos directamente referenciados al precio del mercado diario, este tipo de instalaciones vendería su producción en las horas de mayor precio del mercado para maximizar sus ingresos, esto supone vender su producción en horas con baja producción de otro tipo de centrales como la eólica, presionando a la baja el precio de dichas horas pico.

Este comportamiento de las instalaciones que no tienen sus ingresos referenciados a sus resultados en el mercado diario provoca otros problemas, como el aumento de las primas que se han de pagar. Ya que esta prima consiste en la resta de una cantidad fija menos el resultado de mercado de la instalación, cuanto menos sea el ingreso por mercado mayor será la prima pagada a la instalación.

5. Elaboración de propuestas de mejora

En este capítulo se van a exponer las propuestas de mejora con las que se pretende solucionar los problemas observados en los capítulos anteriores.

Para ello en cada propuesta primeramente se detallará que problema o problemas de los observados trata de resolver, haciendo a la vez un pequeño análisis de las consecuencias que provocan en el mercado eléctrico español.

Seguidamente se presentarán todas las soluciones posibles para resolver dichos problemas estudiando los puntos a favor y en contra de cada una de ellas así como sus posibles consecuencias.

Una vez estudiadas las propuestas se elegirá la que se crea más conveniente, realizando en caso de ser posible un estudio de las consecuencias esperadas acompañado de una simulación.

5.1.No incentivar la instalación de nuevas centrales de generación.

Tal y como se vio en la descripción de los problemas del mercado eléctrico, debido al decremento que ha sufrido la demanda en los últimos años, el sistema eléctrico tiene una sobrecapacidad de potencia instalada. Esta situación acarrea unos sobrecostes para los consumidores de electricidad, que tendrán que financiar en los próximos 15 años el déficit de tarifa existente, unos 30.000 millones de euros.

Se debe recordar que la instalación de nuevas centrales en España está liberalizada, pero en los últimos años, la gran mayoría de las centrales instaladas tenían algún tipo de incentivo económico otorgado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo ya que sin este tipo de ayudas no hubiera sido rentable la instalación de estas centrales.

Por ello, si se quiere mejorar la eficiencia del sistema eléctrico y reducir sus costes se aconseja no incentivar la nueva instalación de centrales eléctricas, hasta que haya un aumento considerable de la demanda y el margen de reserva sea más reducido.

El sistema eléctrico español tiene en la actualidad una potencia instalada de 102 GW, una potencia disponible de 55 GW y una punta máxima de demanda que no se espera que sobrepase los 43 GW. Con estos datos el índice de cobertura, que se calcula como la división de la potencia disponible entre la punta máxima de demanda, se situaría en 1,28. Se desaconseja incentivar la instalación de nuevas centrales de generación cuando este valor sea superior a 1,1, lo que manteniendo la potencia disponible constante significaría que la punta de demanda alcanzara valores de 50 GW, un 16% superior a la actual.

Se podrían conceder excepciones para instalaciones de investigación y desarrollo o de carácter experimental siempre que no supongan un gran volumen de potencia.

Aún sin incentivar la creación de centrales de generación, las empresas privadas podrían decidir invertir en este tipo de activos. En este caso es de suponer que estas nuevas centrales serían rentables sin ningún incentivo económico adicional, y por lo tanto estas centrales abaratarían el coste de generación presionando el precio a la baja.

Como resumen, se puede concluir que para abaratar el suministro eléctrico se recomienda no incentivar la creación de centrales eléctricas de cualquier tecnología de manera masiva, sino que sean las empresas privadas quienes decidan en que invertir según los costes y los ingresos reales de las centrales.

5.2. Aumento de la capacidad de interconexión con Francia.

Como ya se ha visto en el presente proyecto, el sistema eléctrico español tiene una capacidad de interconexión con Francia muy baja, incluso alejada de las recomendaciones de la Unión Europea de alcanzar los 10.000 MW (10% de la potencia instalada), lo que convierte el sistema eléctrico ibérico en una isla.

Este problema tiene una única solución y esta es la inversión en nuevas infraestructuras que aumenten esta capacidad de interconexión. En ello se está trabajando en la actualidad pero no por ello hay que olvidar que una vez concluidas las obras en construcción aún el sistema seguirá teniendo una capacidad de interconexión muy lejos del mínimo recomendado por la UE.

Cabe recordar que España es una península energética, por lo que solo tiene este punto de interconexión con el sistema eléctrico europeo, esto hace el aumento de esta capacidad de interconexión más crucial aún.

Con el aumento de la capacidad se conseguirían las siguientes mejoras en el sistema eléctrico español:

- Aumento de la seguridad del sistema eléctrico español por tener una mayor conexión con el sistema eléctrico europeo que es una diez veces mayor en tamaño, en caso de desequilibrio en el sistema se podrá importar o exportar más energía para volver al equilibrio.
- Ahorro en los mercados de seguridad ya que como se comenta en el punto anterior el sistema será más seguro y gracias a esto se podrá reducir el volumen de alguno de estos mercados por ejemplo el mercado de reserva adicional a subir.
- Presión a la baja del precio del pool español al poder importar energía de Francia cuyo mercado tiene un precio inferior. Esto se puede comprobar en el informe de seguimiento de mercados a plazo de energía eléctrica en España publicado por la CNMC para el mes de abril de 2014, en el cual se observa la gráfica con las cotizaciones de los contratos del año 2015 que se representa en la figura 18. La cotización de cierre para el contrato español

es de 47,9 €/MWh por 42,11 €/MWh del contrato Francés y 34,61 €/MWh del contrato Alemán.

- Reducir los vertidos de energía en horas donde el sistema español tiene una gran producción de energías de centrales renovables, sobre todo energía eólica, exportando la energía al sistema francés. Con esto se consigue aumentar el número de horas que funcionan estas centrales.

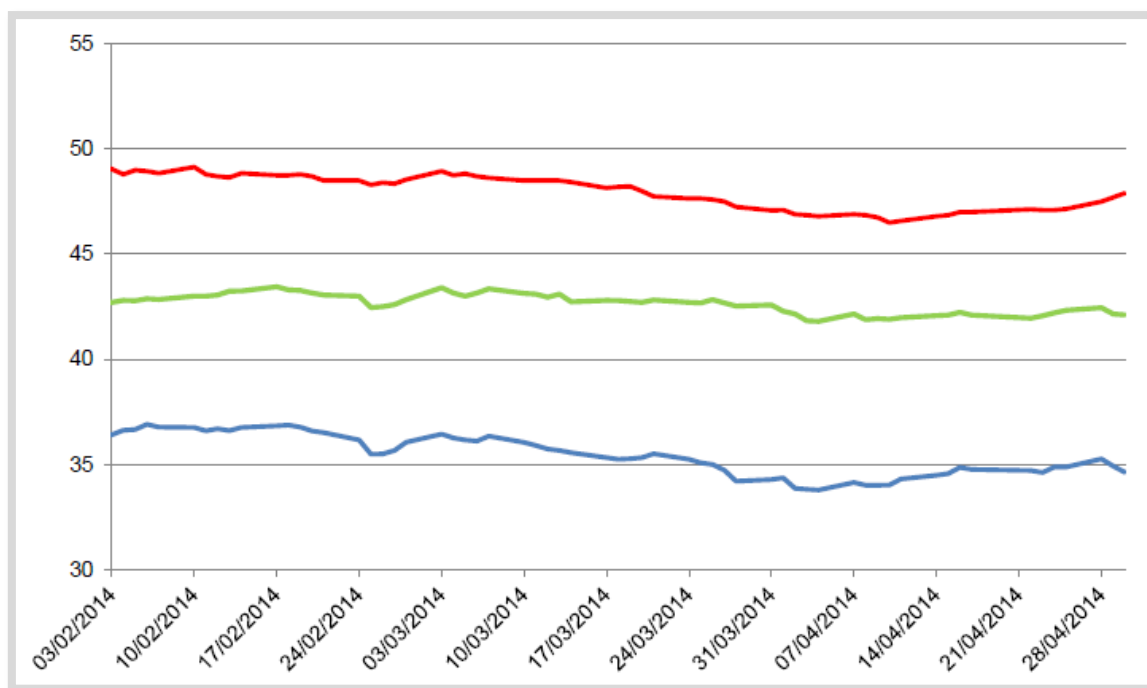


Figura 18: Evolución de las cotizaciones del contrato anual 2015 (€/MWh).

Fuente [14]

5.3.Retirar la obligatoriedad de compra en mercado a plazo.

Para reducir la diferencia de precio observado entre el mercado a plazo y el mercado al contado se recomienda la retirada de la subasta CESUR tal y como ha sucedido tras la ejecución de la subasta número 25, posterior al inicio del presente proyecto.

Con esta cancelación de la subasta, se consigue eliminar la obligatoriedad que tenían todos los consumidores adscritos a la tarifa de último recurso (TUR) de acudir al mercado a plazo a comprar energía a cualquier precio, lo que obviamente provoca una presión al alza del precio en los mercados a plazo.

Los resultados más destacados con esta cancelación son los siguientes:

- Reducción del precio en el mercado de futuros.
- Reducción del precio de la electricidad para los consumidores adscritos a la tarifa de último recurso, actualmente precio voluntario del pequeño consumidor.

Dichos resultados no se pueden evaluar todavía ya que no hay un periodo lo suficientemente amplio de tiempo como para tener unos resultados concluyentes.

Tras la cancelación de la subasta CESUR los contratos de los pequeños consumidores quedan regulados por el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

Con esta nueva regulación los pequeños consumidores tendrán dos opciones posibles, pagar la energía en función del resultado del mercado diario e intradiarios, o contratar un precio fijo para todo el año. En ninguno de los dos casos se observa la problemática existente con el mecanismo de las anteriores subastas.

5.4.Retirar la retribución que asegura ingresos mínimos.

En esta propuesta se tratan de solventar dos problemáticas de las vistas anteriormente en el proyecto, la primera es la escasez de venta observada en el mercado a plazo y la segunda el comportamiento ineficiente que tienen las centrales cuando su ingreso no depende del resultado de mercado.

Tal y como se ha observado en el capítulo 4.3 las instalaciones que tienen una retribución que les asegura un ingreso fijo independientemente del resultado de su casación en el mercado diario, o que les asegura un ingreso mínimo, no tienen riesgo de precio de mercado y por lo tanto pierden la razón principal para acudir al mercado a plazo.

Por otro lado, este tipo de retribución no incentiva a las instalaciones a optimizar su venta de energía en el mercado, sino todo lo contrario, crea ineficiencias en el mercado.

Estas dos problemáticas, desarrolladas en los apartados 4.3.3 y 4.3.4 se verían solucionadas sustituyendo ese tipo de retribuciones por otras que fueran adicionales e independientes a los ingresos de mercado de las instalaciones.

Para solucionar estos dos problemas observados se van a estudiar las diferentes formas de retribuir a las instalaciones que tiene ingresos adicionales al resultado del mercado con la finalidad de determinar cuál de todas estas opciones es la que se adapta mejor para solucionar los problemas.

Las retribuciones que aquí se estudian son las que dependen de la producción ya que hay otro tipo de retribuciones como los pagos por capacidad o la retribución a la inversión que no afectan a las problemáticas a resolver.

- **Instalaciones sin retribución adicional a la del mercado:**

En este tipo de retribución las instalaciones ingresan únicamente su resultado en el mercado, sin ningún tipo de retribución adicional. A este grupo pertenecían por ejemplo todas las instalaciones del régimen ordinario anteriores a la Ley 24/2013.

Al depender sus ingresos únicamente del resultado de mercado, las instalaciones se ven obligadas a optimizar su producción para maximizar sus ingresos, se puede observar esta relación en la figura 19. En ella se compara el ingreso total de la instalación (eje vertical) comparado con el resultado de mercado (eje horizontal).

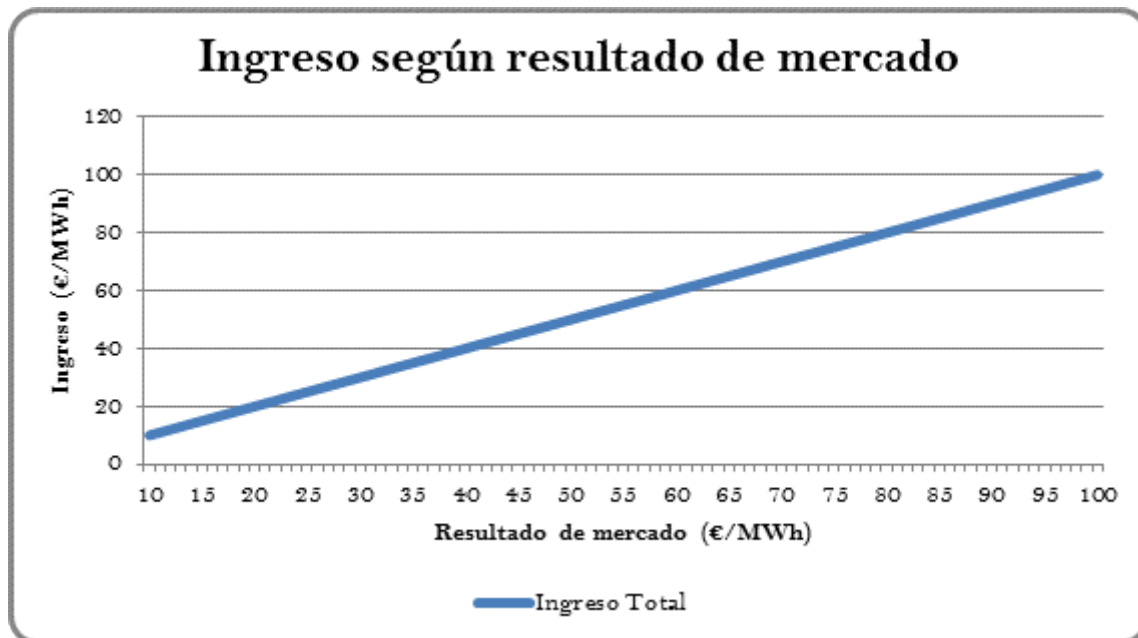


Figura 19: Ingreso para instalaciones sin retribución adicional.
 Fuente: Elaboración propia.

Este tipo de retribución por lo tanto incentiva a las instalaciones a optimizar sus programas de venta de energía ya que de esa optimización dependen directamente sus ingresos, esto hace que las instalaciones produzcan más energía en las horas con el precio de mercado más alto, o lo que es lo mismo en las horas donde el sistema necesita menos generación.

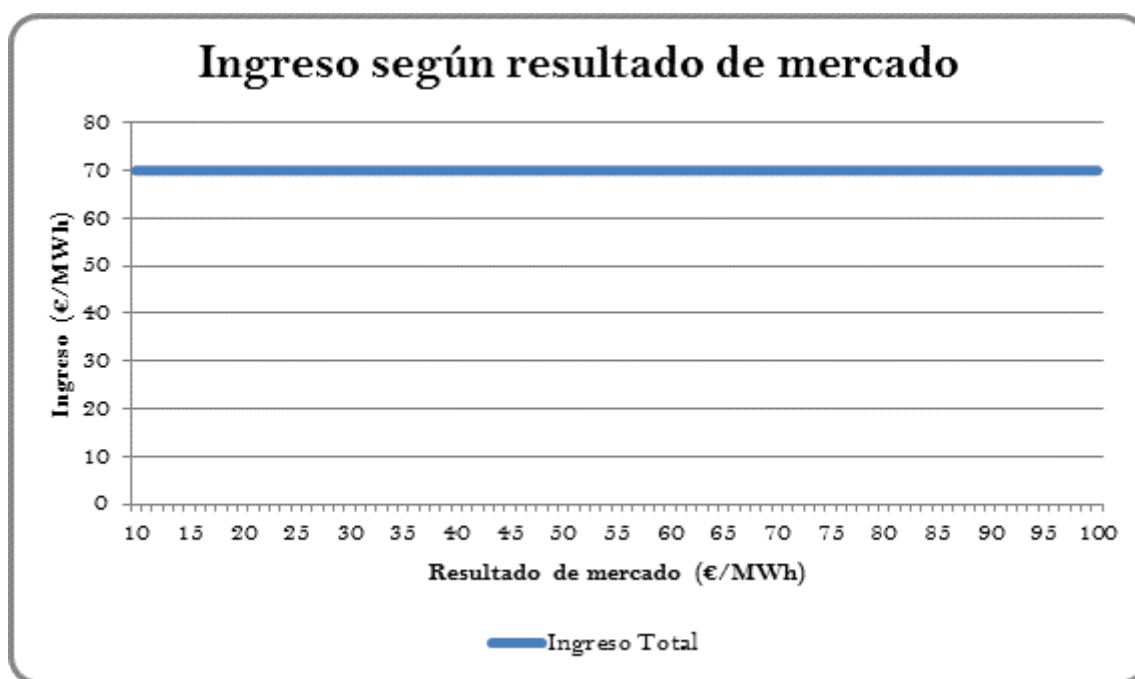
En cuanto a la segunda problemática, con una retribución como la presentada en este apartado, las instalaciones asumen el riesgo de precio resultante en el mercado, por lo que en caso de querer cubrir ese riesgo deberían acudir al mercado a plazo aumentando así el volumen de ofertas de venta.

Este funcionamiento es el idóneo en un mercado libre ya que las instalaciones generadoras se encargan de optimizar su venta de energía.

Este tipo de retribución soluciona por lo tanto las dos problemáticas que se intenta resolver con esta propuesta.

- **Instalaciones con retribución fija:**

El ingreso de las instalaciones bajo este régimen retributivo es fijo e independiente del resultado de mercado que tengan las instalaciones. Este tipo de retribución ha sido posible para instalaciones acogidas al Real Decreto 661/2007 por ejemplo centrales de tecnología eólica, fotovoltaica o termosolar.



*Figura 20: Ingreso para instalaciones con retribución fija.
Fuente: Elaboración propia.*

Las instalaciones que se encuentren en este tipo de retribución no tienen ningún incentivo a optimizar su producción, por lo que venden su producción sin tener ningún tipo de criterio, ya que sus ingresos van a permanecer constantes tal como se observa en la figura 20.

En cuanto al riesgo de precio, es inexistente en este régimen retributivo ya que el ingreso está asegurado y no depende del precio del mercado. Esto hace que las instalaciones con este tipo de retribución no tengan necesidad de acudir al mercado a plazo para asegurar sus ingresos.

Por lo visto anteriormente, este tipo de retribución no soluciona ninguna de las dos problemáticas que se intentan resolver en este apartado.

- **Instalaciones con retribución fija adicional al resultado de mercado.**

En este tipo de retribución el ingreso final de la instalación por la energía generada consta de dos partes, la primera es el resultado de la energía vendida en los diferentes mercados, y la segunda es una retribución adicional fija por cada MW producido. La figura 21 muestra gráficamente estos ingresos en función del resultado de mercado obtenido.

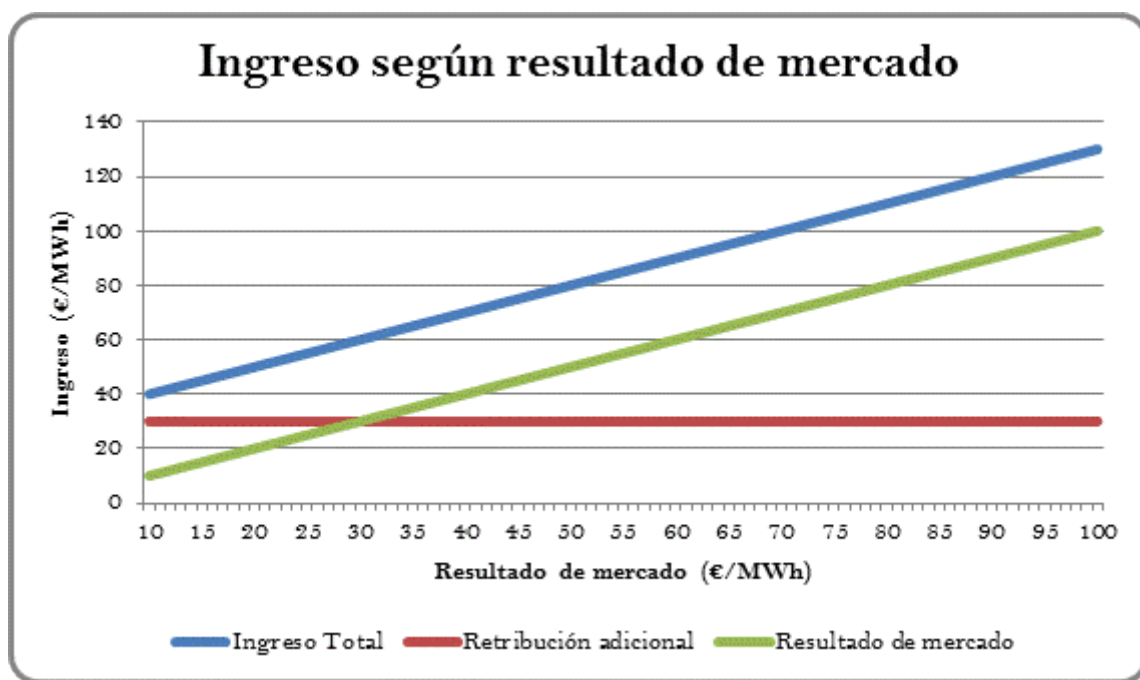


Figura 21: Ingreso para instalaciones con retribución fija adicional al resultado de mercado sin límites.
Fuente: Elaboración propia.

Los ingresos finales obtenidos por las instalaciones en este tipo de retribución dependen directamente del resultado de mercado, por lo que para aumentar sus ingresos las instalaciones tienen necesariamente que optimizar su venta de energía.

Las instalaciones bajo este régimen retributivo están expuestas al riesgo del precio del mercado diario, por lo que en caso de querer eliminar este riesgo tendrán que acudir a los mercados a plazo, aumentando con ello su liquidez.

Por lo observado sobre este tipo de retribución, se puede concluir que soluciona en buena manera las dos problemáticas presentadas en esta propuesta.

- **Instalaciones con retribución fija adicional al resultado de mercado con límites.**

Los ingresos de las instalaciones que tengan este tipo de retribución constan de dos partes al igual que la retribución anterior, con la principal diferencia de que en este caso el ingreso total de la instalación está acotado por un máximo (techo) y un mínimo (suelo).

Este tipo de retribución estaba en vigor por ejemplo para las instalaciones acogidas al Real Decreto 661/2007 o para las instalaciones acogidas al Real Decreto 413/2014.

La figura 22 muestra gráficamente los ingresos de las instalaciones con este tipo de retribución según su resultado de mercado.

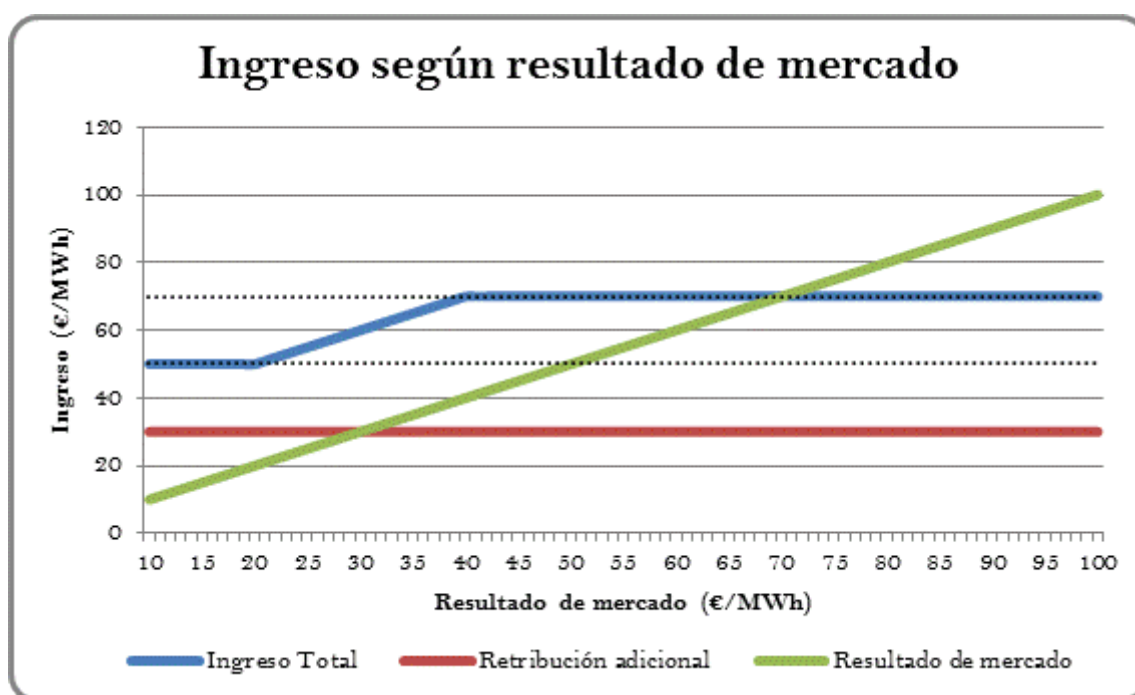


Figura 22: Ingreso para instalaciones con retribución fija adicional al resultado de mercado con límites.
Fuente: Elaboración propia.

Los ingresos de este tipo de retribución se podrían separar en dos, mientras el ingreso total se mantengan entre los dos límites el ingreso de la instalación depende directamente de su resultado de mercado, una vez que el ingreso total salga fuera de ese margen se convierte en fijo y deja de depender del resultado de mercado. Se puede decir que es una mezcla de las retribuciones estudiadas con anterioridad.

Estas dos zonas de ingresos diferentes también afectan de diferente modo a las problemáticas a estudiar.

En la zona donde el ingreso de la instalación depende del resultado de mercado, la instalación tendrá incentivo a optimizar su programa de venta de energía, así como a participar en los mercados a plazo para cubrir su riesgo de precio.

En la zona donde el ingreso es fijo y no depende del resultado de mercado la instalación no tendrá ningún incentivo a optimizar su producción ni a participar en los mercado a plazo por no tener riesgo de precio.

Por lo tanto este tipo de retribución solventa las problemáticas presentadas en este apartado siempre que el ingreso de la instalación permanezca dentro de los límites, por lo tanto cuando mayor sea el rango entre el límite superior e inferior mayor probabilidad tiene de resolver los problemas.

En la tabla 4 se puede ver un cuadro resumen de las dos problemáticas presentadas en este apartado y las diferentes soluciones que aporta cada tipo de retribución presentada.

	Riesgo de precio	Incentivo para optimizar el resultado de mercado
Resultado de mercado	Riesgo de precio para las instalaciones	Incentiva la mejora de resultado de mercado de las instalaciones
Retribución fija	Instalaciones sin riesgo de precio	No hay incentivo para mejorar el resultado de mercado
Retribución fija más resultado de mercado	Riesgo de precio para las instalaciones	Incentiva la mejora de resultado de mercado de las instalaciones
Retribución fija más resultado de mercado con límites	Riesgo de precio para las instalaciones acotado	Incentiva la optimización del programa de venta dentro de los límites

Tabla 4: Resumen de cada tipo de retribución.
Fuente: Elaboración propia.

La retribución que mejor soluciona ambos problemas es la retribución que asigna a las instalaciones una retribución fija adicional al resultado de mercado sin límites.

Tras aprobar el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, la retribución que reciben estas instalaciones es la explicada en este apartado bajo el nombre de retribución fija adicional al resultado de mercado con límites.

Como ya se ha explicado en este mismo apartado, este tipo de retribución no soluciona los dos problemas presentados de la mejor manera posible, pero si es un avance

en relación a otros tipos de retribución, como la retribución fija presente en el anterior Real decreto 661/2007.

Por todo lo expresado anteriormente se recomienda cambiar el sistema retributivo aprobado recientemente en el Real Decreto 413/2014 por un sistema retributivo que no tenga límites que acoten los ingresos de las instalaciones.

Con dicho cambio es de esperar un aumento de la participación de estas instalaciones en el mercado a plazo, ampliando las posiciones de venta y presionando el precio a la baja, a la vez que aumentando la liquidez.

Del mismo modo se incentiva la optimización del programa de venta de energía en mercado con la finalidad de aumentar los ingresos finales de la instalación. Esto provocará mejoras en la programación de las instalaciones bajo esta retribución.

6. Conclusiones

El mercado eléctrico español desde su creación se encuentra en continua evolución, para adaptarse a los cambios en el sistema eléctrico español.

En los últimos tiempos el sector eléctrico español ha sufrido numerosos cambios como la rápida penetración de renovables y de ciclos combinados o la bajada de la demanda provocada por la crisis económica que sufre el país y que no se preveía, que han provocado ciertos desajustes e ineficiencias en el mercado eléctrico.

El presente proyecto fin de carrera nace de la necesidad de adaptar el mercado eléctrico español a estos cambios y redactar propuestas de mejora que ayuden a ello.

Para la redacción de las propuestas se han cumplido los siguientes objetivos, fijados al comienzo del PFC:

- Estudio del sistema eléctrico español
- Análisis del mercado eléctrico español.
- Búsqueda de problemas e ineficiencias en el funcionamiento tanto del sistema eléctrico como del mercado eléctrico.

Del desarrollo de estos objetivos han surgido las principales ideas para desarrollar las propuestas de mejora en el mercado eléctrico a plazo, alguna de las cuales ya ha sido puesta en práctica en simultaneidad con la redacción de esta memoria, como la cancelación de la subasta CESUR.

Desde el punto de vista personal, el desarrollo de este proyecto fin de carrera me ha permitido ampliar mis conocimientos sobre el sistema eléctrico español y más en concreto sobre el mercado eléctrico español, así como entender su evolución, su estado actual y la dirección que debe tomar en el futuro.

También me ha permitido mejorar mis cualidades de búsqueda de información y de elaboración de documentos.

7. Cronograma

El presente proyecto ha tenido una duración de 40 semanas, en las cuales se han llevado a cabo las diferentes tareas requeridas en la elaboración del proyecto. El reparto temporal de estas tareas se puede observar en la tabla 5, en la cual se muestran cada tarea con la semana de comienzo y las semanas de duración.

ID	Tarea	Comienzo	Duración
A	Inicio del proyecto	1	4
B	Búsqueda de información	3	23
C	Identificación de objetivos	3	5
D	Estudio del sistema eléctrico	8	4
E	Estudio del mercado eléctrico	12	4
F	Búsqueda de problemas	16	6
G	Búsqueda de soluciones	22	6
H	Conclusiones	28	3
I	Redacción de la memoria	31	10

Tabla 5: Listado de tareas desarrolladas en el proyecto.

La misma información se representa gráficamente en la figura 23.

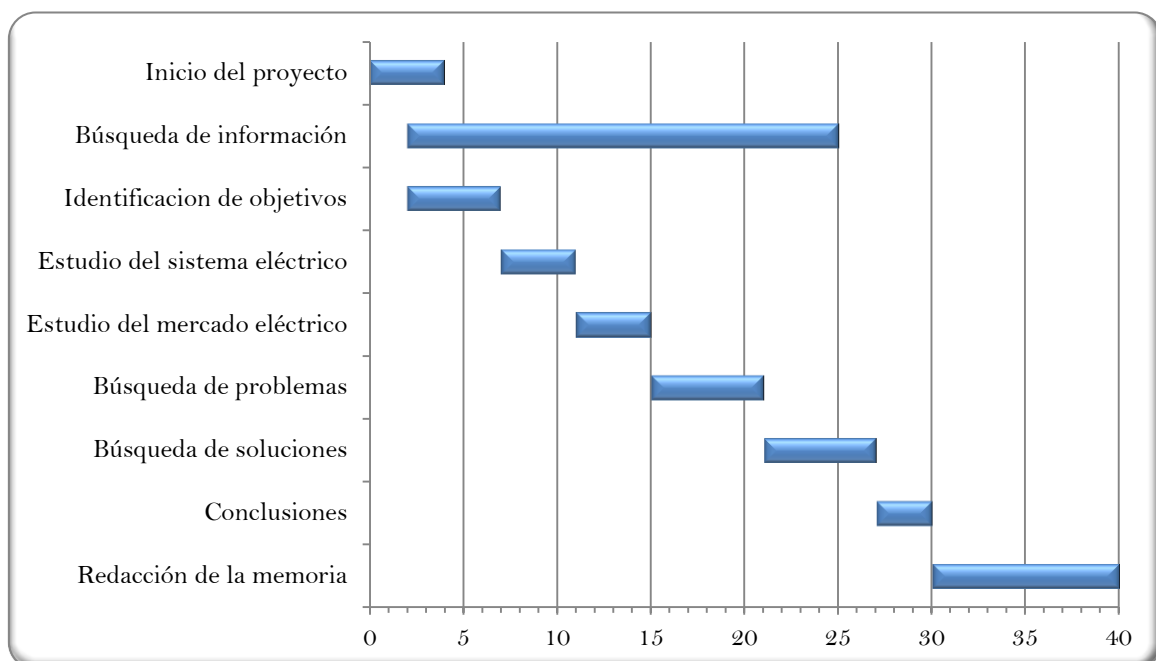


Figura 23: Diagrama de Gantt

8. Presupuesto

El coste más importante del proyecto es el trabajo del autor. Han sido necesarias 40 semanas de trabajo con una media de 14 horas semanales, por lo tanto se han acumulado 560 horas de trabajo. El coste unitario de cada hora es 15 €, por lo que el coste total del trabajo realizado asciende a 8.400 €.

El ordenador utilizado tiene un precio de 700 € amortizables en tres años, para las 40 semanas de duración del proyecto el coste amortizado será de 180 €.

El proveedor de internet tiene un coste de 30 € al mes, para los 10 meses de duración del proyecto el gasto ha sido de 300 €.

Los últimos costes asociados al proyecto corresponden al material de oficina e impresión valorados en 150 €.

Teniendo en cuenta todos los costes asociados a la elaboración del proyecto, el coste total del mismo asciende a 9.030 € + IVA.

Concepto	Precio unitario (€/Unidad)	Unidades	Total (€)
Mano de obra	15	560	8.400
Ordenador	700	1/3	180
Internet	30	10	300
Material de Oficina			150
Total			9.030

Tabla 6: Presupuesto

9. Bibliografía

- [1] Minetur, Ministerio de Industria, Energía y Turismo: www.minetur.gob.es
- [2] REE, Red Eléctrica de España: www.ree.es
- [3] CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y las Competencias: www.cnmc.es
- [4] UNESA, Asociación Española de la Industria Eléctrica: www.unesa.es
- [5] “Tecnología Eléctrica”, de R. Guirado, R. Asensi, F. Jurado y J. Carpio
- [6] Energía y Sociedad: www.energiaysociedad.es
- [7] OMIE, Operador del Mercado Ibérico, Polo Español: www.omie.es
- [8] OMIP, Operador del Mercado Ibérico, Polo Portugués: www.omip.pt
- [9] Wikipedia: <http://es.wikipedia.org>
- [10] Unión Europea: “*Conclusiones de la Presidencia – Consejo Europeo de Barcelona 15 y 16 de Marzo de 2002*”.
- [11] ESIOS, Sistema de Información del Operador del Sistema Eléctrico Español: www.esios.ree.es/web-publica/
- [12] Enerclub, Club Español de la Energía: www.enerclub.es
- [13] REE, Red Eléctrica de España: “*Informe del Sistema Eléctrico Español 2012*”.
- [14] CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia: “*Informe de seguimiento de mercados a plazo de energía eléctrica en España*”, de abril de 2014.
- [15] REE, Red Eléctrica de España: “*Servicios de ajuste de la operación del sistema. Avance 2013*”.

- [16] REE, Red Eléctrica de España: “*Avance del informe del Sistema Eléctrico español 2013*”.
- [17] REE, Red Eléctrica de España: “*Indicadores y Datos Estadísticos*”: www.ree.es/es/publicaciones/indicadores-y-datos-estadisticos
- [18] MINETUR, Ministerio de Industria, Energía y Turismo: “*Libro de la Energía en España 2012*”.
- [19] REE, Red Eléctrica de España: “*Demanda y producción en tiempo real*”, <https://demanda.ree.es/demanda.html>
- [20] CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia: “*Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Horizonte 2013-2017*”.
- [21] CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia: “*Informe sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*”, de 17 de diciembre de 2013.
- [22] CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia: “*Informe sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor y su régimen jurídico de contratación*”, de 25 de febrero de 2014.
- [23] Unión Europea: “*Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*”, de 19 de diciembre de 1996.
- [24] REE, Red Eléctrica de España: “*El Marco Legal Estable, Economía del Sector Eléctrico Español 1988-1997*”.
- [25] España: “*Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*”, BOE núm. 285, de 28 de noviembre de 1997, páginas 35097 a 35126.
- [26] España: “*Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*”, BOE núm. 126, de 26 de mayo de 2007, páginas 22846 a 22886.
- [27] España: “*Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997,*

de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica”, BOE núm. 51, de 27 de febrero de 2010, páginas 19123 a 19136.

- [28] España: “*Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*”, BOE núm. 310, de 27 de diciembre de 2013, páginas 105198 a 105294.
- [29] España: “*Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación*”, BOE núm. 77, de 29 de marzo de 2014, páginas 27397 a 27428.
- [30] España: “*Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*”, BOE núm. 140, de 10 de junio de 2014, páginas 43876 a 43978.
- [31] CNE, Comisión Nacional de la Energía: “*Informe a la propuesta de Real Decreto por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos al régimen especial.*”, de 14 de diciembre de 2010.
- [32] CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia: “*Informe sobre la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación.*”, de 3 de abril de 2014.
- [33] España: “*Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*”, BOE núm. 150, de 20 de junio de 2014, páginas 46430 a 48190.